



TAMPEREEN TEKILLINEN YLIOPISTO
TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

MIKKO TYNI

AURINKOENERGIAN KANNATTAVUUS JA TOTEUTUS TEOLLI-
SUUSSÄHKÖVERKOSSA

Diplomityö

Tarkastaja: professori Risto Raiko
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Teknisten tieteiden tiedekuntaneu-
voston kokouksessa 6. huhtikuuta
2016

TIIVISTELMÄ

MIKKO TYNI: Aurinkoenergian kannattavuus ja toteutus
teollisuussähköverkossa
Tampereen teknillinen yliopisto
Diplomityö, 53 sivua, 1 liitesivua
Kesäkuu 2016
Konetekniikan diplomi-insinöörin tutkinto-ohjelma
Pääaine: Voimalaitos- ja polttotekniikka
Tarkastaja: professori Risto Raiko

Avainsanat: aurinkoenergia, aurinkosähkö, aurinkopaneelit, liiketoimintamalli, kannattavuuslaskenta

Uusiutuvien energialähteiden hyödyntäminen tulevaisuudessa tulee olemaan yhä tärkeämpi osa kehitystä kohti hiilineutraalia ja päästöttömämpää yhteiskuntaa. Puhtaamman teknologian suosiminen on otettu osaksi niin Euroopan unionin kuin Suomenkin omia ilmastotavoitteita. Kuluttamamme energian osittainen korvaaminen suorasti tuotetulla aurinkoenergialla on viime vuosien aikana lisääntynyt Suomessakin. Etenkin aurinkosähköjärjestelmien hintojen madaltumisen sekä hyötysuhteiden paranemisen myötä, on kiinnostus omaa sähköntuotantoa kohtaan lisääntynyt.

Aurinkosähköjärjestelmien suurempaa yleistymistä Suomessa on kuitenkin osaltaan hidastanut käsite vähäisestä auringon säteilystä, vaikka se on lähes yhtä suurta kuin Keski-Euroopassa. Esteiksi suuremmalle aurinkosähköntuottamiselle Suomessa on lisäksi tullut monimutkaisiksi koetut lainsäädännöt energia- sekä kiinteistöverotuksessa, jotka osaltaan huonontavat investointien kannattavuutta.

Tämä työ käsittelee aurinkoenergiainvestoinnin soveltuvuutta ja kannattavuutta teollisuussähköverkossa tapahtuvalle sähköntuotannolle. Työssä selvitetään Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen soveltuvuutta alueeltaan aurinkosähköinvestoinnille. Selvityksessä kartoitetaan alueen nykyinen tilanne soveltuvien maa-alueiden osalta sekä sähkötaseeltaan. Työssä perehdytään sähköntuotantoa koskeviin lakeihin ja asetuksiin sekä tutkitaan investointia eri liiketoimintamallien näkökulmasta. Lopuksi investoinnin kannattavuutta selvitetään kolmella yleisesti käytössä olevalla laskennallisella tavalla.

Selvityksessä nähdään, että Ämmässuolta löytyy useampia aurinkosähkön tuotantoon soveltuvia sijoituspaikkoja. Teollisuussähköverkossa tapahtuvaa sähkön siirtoa omaan käyttöön ja alueelle tulevien yritysten kesken voidaan pitää kannattavampana, jos tuotanto pysyy energiaverotuksen määrittelemän pientuotannon rajoissa. Selvityksessä havaitaan kumminkin alueen sähkön omavaraisuuden huonontavan merkittävästi investoinnin kannattavuutta. Liiketoimintamalleista hyödyllisimpänä voidaan pitää osuuskuntamallia, jolloin aurinkovoimalasta aiheutuvat hankinta- ja ylläpitokulut jakaantuisivat.

ABSTRACT

MIKKO TYNI: Profitability and implementation of solar energy in industrial electricity grid

Tampere University of Technology

Master of Science Thesis, 53 pages, 1 Appendix pages

June 2016

Master's Degree Programme in Mechanical Engineering

Major: Power Plant and Combustion Technology

Examiner: Professor Risto Raiko

Keywords: solar energy, solar photovoltaic, solar panel, business model, profitability analysis

In the future, utilizing renewable energy sources will be an increasingly important part of development towards a carbon neutral and more emission-free society. Preferring cleaner technology is now a part of both the European Union's and Finland's climate objectives. In recent years, replacing some of the energy we use with directly produced solar power has become more popular in Finland as well. Especially with the decreasing prices and improved efficiency of solar power systems, interest towards individual electricity production has increased.

More extensive expansion of solar power systems in Finland has been hindered by the idea of little solar radiation, although there is almost as much radiation as in Central Europe. Greater solar power production in Finland has also been obstructed by seemingly complex energy and real estate legislature that decreases the profitability of investments.

This master's thesis examines the suitability and profitability of solar power investments in electricity production in industrial electrical networks. The thesis determines whether the Ämmässuo Waste Treatment Centre is a suitable area for solar power investments. The analysis charts the current situation of the area concerning suitable land areas and electricity balance. This thesis introduces the laws and regulations related to electricity production and examines investments from the viewpoint of various business models. Finally, the profitability of investments is analysed using three common calculation methods.

The analysis shows that there are several places in the Ämmässuo Waste Treatment Centre suitable for producing solar power. The transferring of electricity through the industrial electrical network for both individual use and companies coming to the area can be considered more profitable if the production remains within the limits of small-scale production as defined by energy taxation law. However, the analysis shows that electrical self-sufficiency in the area would significantly decrease the profitability of the investment. The most useful business model could be a co-operative model where the acquisition and maintenance costs of the solar power facility would be divided.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Elomatic Oy:n ja Helsingin seudun ympäristöpalvelut -kuntayhtymän toimeksiannosta osana vuonna 2015 käynnissä ollutta Finnsolar -hanketta. Kiitän yrityksiä tämän selvitysluonteisen diplomityön tekemismahdollisuudesta. Toimeksianto tarjosi tekijälleen mielenkiintoisen aiheen perehtyä syvemmin aurinkosähkön hyödyntämiseen liittyviin mahdollisuuksiin ja haasteisiin. Toivon tehdystä selvityksestä olevan hyötyä yritykselle aurinkosähköinvestointia harkittaessa sekä tuovan lukijoilleen tietoa aurinkosähköjärjestelmien hankinnassa huomioon otettavista seikoista.

Haluan esittää kiitokseni työn toimeksiannosta, ohjauksesta, rakentavasta palautteesta sekä hyvistä neuvoista HSY:n Kirsi Karhulle sekä mukana olleelle ohjausryhmälle. Haluan myös kiittää tämän mielenkiintoisen toimeksiannon löytymisestä sekä tuesta työn aikana Elomatic Oy:n Sebastian Kankkosta. Työni tarkistamisesta osoitan kiitokseni professori Risto Raikolle. Yleisesti haluan kiittää kaikkia työni valmistumista edesauttaneita tahoja.

Lopuksi erityiskiitokset haluan osoittaa kannustaville vanhemmilleni sekä avopuolisolleni hänen antamastaan merkittävästä tuestaan opiskelujeni aikana.

Helsingissä 28.6.2016

Mikko Tyni

SISÄLLYSLUETTELO

1.	JOHDANTO	1
2.	TAUSTAA	2
2.1	FinSolar	3
2.2	Ekomo	3
2.3	Sähkötase.....	4
3.	AURINKOENERGIA.....	7
3.1	Aurinkosähkön tuottaminen Suomessa	9
4.	AURINKOKENNOTYYPIT	12
4.1	Kiteiset piikennot	13
4.1.1	Monikiteiset piikennot	13
4.1.2	Yksikiteiset piikennot	14
4.2	Ohutkalvokennot	15
4.2.1	Amorfiset pii-kennot	16
4.2.2	Kupari-indium-gallium-diselenidi (CIGS) -kennot	16
4.2.3	Kadmiumtelluuri (CdTe) -kennot	17
4.3	Kolmannen sukupolven kennot.....	18
4.4	Energian tuoton optimointi	19
4.4.1	Tehontuottotakuu	21
5.	AURINKOENERGIAN EDELLYTYKSET ÄMMÄSSUOLLA	23
5.1	Aurinkovoimalan sijoitus	23
5.2	Aurinkosähkölaitteiston asennus maapohjalle	25
5.3	Aurinkovoimalan tilantarve ja tuottopotentiaali	27
6.	TUOTANNON TUET JA VEROTUS	29
6.1	Sähköverovelvollisuus	29
6.1.1	Pientuottajan sähköverovelvollisuus.....	30
6.1.2	Sähkön siirto	30
6.2	Kiinteistöverotus	31
6.3	Energiatuki	32
6.4	Ämmässuon aurinkosähkön verotus.....	32
7.	LIIKETOIMINTAMALLIT	35
7.1	Sähkön omakäyttömalli.....	35
7.2	Sähkön myyntimalli alueverkkoon.....	36
7.3	Sähkön myyntimalli teollisuussähköverkossa.....	37
7.4	Aurinkosähkön osuuskuntamalli	37
7.5	Liiketoimintamallien vertailu	39
8.	TALOUDELLINEN TARKASTELU	40
8.1	Aurinkosähkölaitteiston hankintakustannukset	40
8.2	Lähtötiedot	42
8.3	Korollinen takaisinmaksuaika	43

8.4	Nykyarvomenetelmä	44
8.5	Sisäisen korkokannan menetelmä	46
8.6	Herkkyysanalyysi	47
9.	YHTEENVETO	49
	LÄHTEET	50

LIITE A: AURINKOKENNOJEN HYÖTYSUHTEIDEN KEHITYS

KUVALUETTELO

Kuva 1.	<i>Vuoden 2015 vuorokautinen sähkötase Ämmässuolla.</i>	5
Kuva 2.	<i>Vuoden 2015 sähkön vuorokautinen omakäyttö Ämmässuolla.</i>	5
Kuva 3.	<i>Auringon säteily maan kiertoradalla. Muokattu lähteestä [32].</i>	7
Kuva 4.	<i>Auringonsäteily ilmakehässä. Muokattu lähteestä [31].</i>	8
Kuva 5.	<i>Auringon kokonaissäteilyenergia eteläisellä vyöhykkeellä. Muokattu lähteestä [42].</i>	9
Kuva 6.	<i>Suuntauksesta johtuva säteilyenergiähäviö.</i>	10
Kuva 7.	<i>Auringon kokonaissäteilyenergia Suomen keskiosassa.</i>	10
Kuva 8.	<i>Suuntauksesta johtuva säteilyenergiähäviö Suomen keskiosassa.</i>	11
Kuva 9.	<i>Auringon kokonaissäteilyenergia Lapin alueella.</i>	11
Kuva 10.	<i>Suuntauksesta johtuva säteilyenergianhäviö Lapin alueella.</i>	11
Kuva 11.	<i>Monikiteisen piikennon rakenne. Muokattu lähteestä [33].</i>	14
Kuva 12.	<i>Yksikiteisen piikennon rakenne. Muokattu lähteestä [33].</i>	15
Kuva 13.	<i>Amorfisen piikennon rakenne. Muokattu lähteestä [33].</i>	16
Kuva 14.	<i>CIGS kennon rakenne. Muokattu lähteestä [31].</i>	17
Kuva 15.	<i>CdTe kennon rakenne. Muokattu lähteestä [31].</i>	18
Kuva 16.	<i>Väriainekennon rakenne. [25][35].</i>	19
Kuva 17.	<i>Aurinkopaneelin suuntauskulmat. Muokattu lähteestä [38].</i>	20
Kuva 18.	<i>Paneelirivienvälinen minimietäisyys [43].</i>	21
Kuva 19.	<i>Aurinkopaneelien tehontuottotakuu.</i>	22
Kuva 20.	<i>Mahdolliset aurinkovoimalan sijoituspaikat Ämmässuolla.</i>	25
Kuva 21.	<i>Upottamalla asennettu aurinkopaneeliteline [20][21]</i>	26
Kuva 22.	<i>Ruuvipaaluilla asennettu aurinkopaneeliteline [22].</i>	26
Kuva 23.	<i>Painoperusteisesti asennettu aurinkopaneeliteline [21][22].</i>	27
Kuva 24.	<i>Aurinkopaneelien vaatima tilantarve. Muokattu lähteestä [23].</i>	27
Kuva 25.	<i>Pilot- aurinkosähkövoimalan sijoitus.</i>	28
Kuva 26.	<i>Sijoitusalueen kokonaiskapasiteetti.</i>	28
Kuva 27.	<i>Sähkön omakäyttömalli</i>	35
Kuva 28.	<i>Sähkön myyntimalli alueverkkoon</i>	36
Kuva 29.	<i>Sähkön myyntimalli teollisuussähköverkossa</i>	37
Kuva 30.	<i>Osuuskuntamalli aurinkosähköinvestoinnissa.</i>	38
Kuva 31.	<i>Aurinkosähköjärjestelmän hankintakustannuksien jakautuminen.</i>	42
Kuva 32.	<i>Aurinkosähkövoimalan takaisinmaksuaika</i>	44
Kuva 33.	<i>Aurinkosähkövoimalan investoinnin nykyarvo</i>	45
Kuva 34.	<i>Aurinkosähköjärjestelmän jäännösarvo</i>	46
Kuva 35.	<i>Aurinkosähkövoimalan investoinnin sisäinen korkokanta.</i>	47
Kuva 36.	<i>Elspot -sähkömarkkinahinta.</i>	48
Kuva 37.	<i>Investoinnin nykyarvo markkinahinnan kehittyessä.</i>	48

LYHENTEET JA MERKINNÄT

H	Perusinvestointi
i	Laskentakorko
JA	Jäännösarvo
l	Paneelin pituus
n	Pitoaika
n^*	Takaisinmaksuaika
r	Sisäinen korko
St	Investoinnin synnyttämä tuotto
t	vuosi
x	Paneelien välinen etäisyys
Wp	Aurinkopaneelin huipputeho
α_s	Säteilyn tulokulma
γ	Atsimuuttikulma
ω	Kallistuskulma

1. JOHDANTO

Maapallollemme saapuu auringosta peräisin olevaa energiaa jatkuvasti 170 000 terawatin teholla, tätä energiaa voidaan osittain hyödyntää sekä sähköenergiana, että lämpöenergiana. Tämä maapallolle saapuva energiamäärä vastaa kolmen tunnin säteilyltään koko maailmassa käytettyä vuotuista energiantarvetta.

Aurinkoenergia, sekä muut uusiutuvat energian muodot, ovat puhtaita ja tulevaisuudessa yhä tärkeämpiä, verraten edelleen käytössämme oleviin uusiutumattomiin energian lähteisiin. Uusiutumattomista energian lähteistä etenkin fossiilisilla polttoaineilla aikaansaadut päästöt, sekä käytettyjen ydinvoiman polttoaineiden pitkäaikaiset säteilyvaiikutukset, ovat osaltaan ajaneet ihmiskunnan miettimään energiantuotantoaan.

Aurinkosähköjärjestelmien hyötysuhteiden ja paneeliteknologian kehittyessä sekä niiden valmistuskustannuksien laskiessa, on aurinkosähköjärjestelmien hankinta alkanut yleistymään. Valmistuksen lisääntyessä ovat hankintahinnat loppukäyttäjille laskeneet, joka on lisännyt kiinnostusta investoida enemmän puhtaampaan ja päästöttömämpään energiaan.

Tässä työssä käydään läpi aurinkosähköinvestointia koskevia ja huomioon otettavia asioita. Työssä tutkitaan aurinkovoimalan sijoittamiseen ja maa-asennukseen liittyviä mahdollisuuksia sekä teknisiä toteutuksia. Lisäksi selvitetään aurinkosähkön tuottamisen edellytyksiä Suomessa ja käydään lyhyesti läpi aurinkosähkөөn liittyvää ajankohtaista lainsäädäntöä. Lopuksi esitellään yleisimpiä liiketoimintamalleja Ämmässuon aurinkoinvestoinnille sekä tarkastellaan pilottivaiheen aurinkovoimalahankkeen kannattavuutta yleisimmillä menetelmillä.

Työn tavoitteena on tarkastella Ämmässuon jätteenkäsittelykeskukseen soveltuvia liiketoimintamalleja tulevalle aurinkoenergiainvestoinnille. Tavoitteena on pyrkiä lisäksi huomioimaan alueelle perustettavan ekokeskuksen toimijat suunnittelussa sekä pyrkiä löytämään taloudellisesti mahdollisimman hyvä malli investointia varten.

2. TAUSTAA

Helsingin seudun ympäristöpalvelut -kuntayhtymä HSY toimii vesihuollon ja jätehuollon palveluiden tuottajana pääkaupunkiseudulla ja sen ympäristössä. Lisäksi kuntayhtymä tuottaa tietoa pääkaupunkiseudusta ja ympäristöstä. HSY:n jäsenkunnat ovat Espoo, Helsinki, Kauniainen ja Vantaa, jotka muodostavat nykyisen kuntayhtymän [13][14].

Vuonna 1987 otettiin käyttöön Espoon Ämmässuon alueelle jätteenkäsittelykeskus palvelemaan syntyneen yhdyskuntajätteen kaatopaikkana [3]. 1990-luvun alussa entisen YTV:n (Pääkaupunkiseudun yhteistyövaltuuskunta), nykyisen HSY:n Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksesta tuli myös ainoa käytössä oleva pääkaupunkiseudun yhdyskuntajätteiden kaatopaikka. Nykyään jätteenkäsittelykeskus tarjoaa yli miljoonalle pääkaupunkiseudun ja Kirkkonummen kunnan asukkaalle monipuoliset jätteenkäsittelypalvelut [3][4].

Vuoden 2014 jälkeen Ämmässuolle päätyvän sekajätteen määrä on vähentynyt [4]. Määrän vähentymiseen on merkittävästi vaikuttanut sekajätteen hyödyntämisen aloittaminen lämmön ja sähkön tuotantoon läheisessä jätevoimalaitoksessa. Muuttuneen tilanteen myötä, on Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen toimintojen pääpaino siirtynyt enemmän jätteen loppusijoittamisesta sen jalostamiseen [3][4][15].

HSY:n strategisena tavoitteena on vahvistaa rooliaan alueen materiaali- ja energiatehokkuuden parantamisessa sekä materiaalivirtojen hyödyntämisessä. Tavoitteeseen päästäkseen HSY on ottanut käyttöön uusia edullisempia ja ympäristöystävällisempiä jätteenkäsittelymenetelmiä, sekä aloittanut selvityksen yhteistyöstä muiden yritysten kanssa jätteiden hyödyntämiseksi [4].

Ämmässuolla on vuodesta 2010 ollut käytössä 15 MW:n kaasuvoimala, jossa pystytään hyödyntämään alueella syntyvä kaatopaikkakaasu. Suurin osa voimalassa tuotetusta sähköstä myydään valtakunnan verkkoon ja kaasuvoimalan ansioista jätteenkäsittelykeskus on sähkön nettotuottaja. Vuonna 2016 alueelle on lisäksi valmistumassa CHP-laitos, jossa hyödynnetään biojätteen mädätyksessä syntyvä biokaasu [4][3].

HSY on selvittänyt vuodesta 2010 lähtien uusiutuvan energian hyödyntämisen mahdollisuuksia Ämmässuon alueella. Tuulivoiman soveltuvuuden lisäksi on myös päätetty selvittää aurinkovoiman hyödyntämismahdollisuuksia alueella [4].

2.1 FinSolar

Syyskuussa 2014 Aalto-yliopiston kauppakorkeakoulu käynnisti kaksivuotisen FinSolar -hankkeen. Hankkeen keskeisenä tavoitteena on pyrkiä vauhdittamaan Suomen aurinkoenergiamarkkinoita muun muassa tunnistamalla kasvua hidastavia hallinnollisia ja lainsäädännöllisiä esteitä. FinSolar -hankkeen rahoittajana toimii Tekes ja siinä on mukana yli 50 yritys-, kunta- ja organisaatiokumppania. Yhteiskehittelyllä hankkeessa pyritään luomaan uusia yhteistyö-, hankinta- ja rahoitusmalleja konkreettisiin aurinkoenergian investointikohteisiin [16].

HSY on myös osallistunut Finsolar -hankkeeseen osaltaan ja ollut mukana yhteistyöverkostossa [17]. Hankkeen aikana tuotettua tietoa ja ohjeistusta hyödynnetään myös osaksi tässä aurinkosähköinvestointia koskevassa selvityksessä. HSY:n Ämmässuon alueen lisäksi tämän selvityksen on myös tarkoitus olla yleiseksi hyödyksi teollisuussähköverkkoon suunnitelluille aurinkosähköinvestoinneille.

2.2 Ekomo

HSY käynnisti vuonna 2013 Ekomo -hankkeen, jossa tavoitteena on kehittää Espoossa sijaitsevan Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen aluetta, kiertotaloutta ja teollisia symbiooseja edistäväksi ekoteollisuuskeskukseksi. Alueen kehittämisessä on myös mukana Espoon kaupunki, jonka alue Kulmakorpi I on aivan Ämmässuon vieressä. Espoon kaupungilla on alueelleen samansuuntaisia ekoteollisuuteen liittyviä suunnitelmia [4].

Ekomon tarkoitus on, että sen alueella toimii HSY:n ohella kaupallisia yrityksiä, tutkimus- ja kehitystoimintaa sekä pilottivaiheen yrityksiä, joiden periaatteena on muun muassa hyödyntää alueen materiaalitarjontaa. Toimijat voisivat alueen materiaaleista kehittää uusia tuotteita, luoda uusia palveluja niiden pohjalta tai esimerkiksi yliopistojen kanssa tuottaa jätemateriaaleihin liittyviä tutkimusprojekteja [3][4].

Ekomo tulee tarjoamaan muun muassa mahdollisille yhteistyökumppaneilleen hyvän saavutettavuuden sijainnillaan, verkostoitumismahdollisuuden muiden alueelle tulevien toimijoiden välille ja paljon tilaa sekä rakentamiseen että koetoimintoihin.

Uusiutuvan aurinkoenergian hyödyntämistä alueella analysoidaan myös taloudellisesta ja hallinnollisesta näkökulmasta tulevien Ekoteollisuuskeskuksen toimijoiden kanssa. Aurinkoenergiaan yhteisesti investoimalla alueen toimijat ja HSY voisivat hyödyntää päästötöntä sähköä toiminnassaan ja näin osaltaan tukea ilmastoystävällisempää energian tuotantoa.

2.3 Sähkötase

Toukokuussa vuonna 2010 Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksessa aloitettiin kaatopaikkakaasun tehokkaampi hyödyntäminen. Tuolloin käyttöön otetun uuden kaasuvoimalan myötä jätteenkäsittelykeskus siirtyi sähkön kuluttajasta sen tuottajaksi ja alueesta tuli lähes täysin omavarainen sähkön ja lämmön suhteen [3].

Alueella toimiva 15MW tehoinen kaasuvoimala on pohjoismaiden suurin kaatopaikkakaasua hyödyntävänä voimalaitos [2]. Laitoksen on arvioitu voivan tuottaa vuosittain sähköä noin 120 GWh. Tällä määrällä saataisiin lämmitettyä jopa 7000 sähkölämmitteistä omakotitaloa vuoden ajan [2][11].

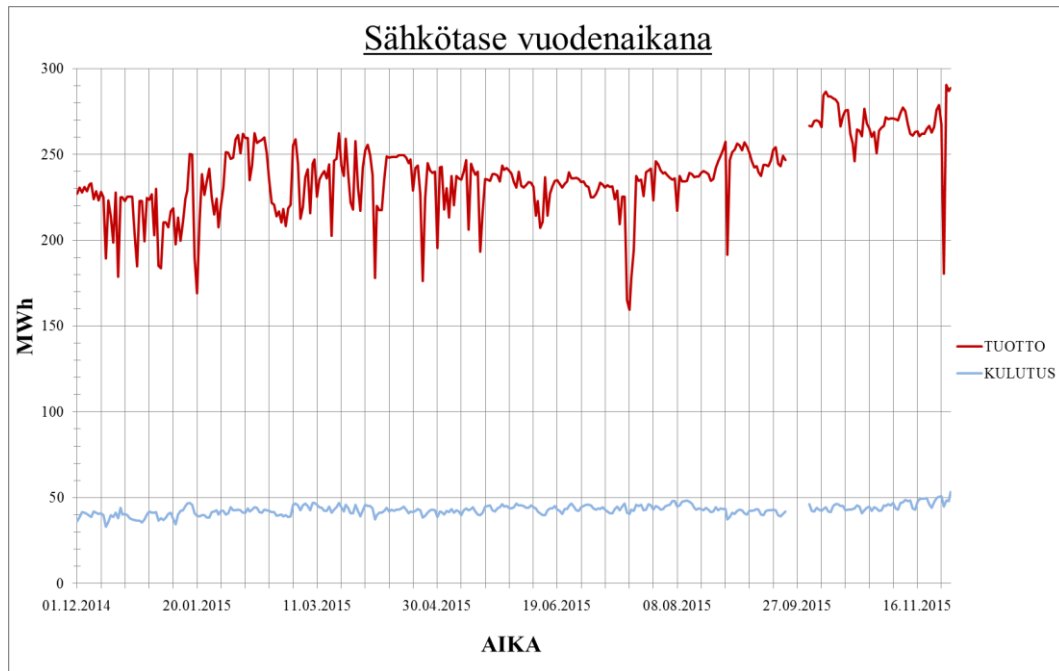
Kaatopaikalle päätyvien jätteiden ja saadun kaatopaikkakaasun määrän hiljalleen vähentyessä on myös kaasuvoimalan sähköntuotanto alkanut vähentymään [3]. Nykyisin vuotuisena sähköntuotannon arviona on voitu pitää noin 89 GWh voimalan käydessä noin 11MW teholla [12]. Suurin osa (noin 82 %) saadusta sähköstä myydään edelleen valtakunnan verkkoon.

Sähkön omakäyttö alueella jakautuu voimalaitos- ja teollisuusverkkoon, näissä sähköä käytetään mm. tuotantoon sekä jätteenkäsittelykeskuksen toimintoihin, kuten kompostointiin ja vesien hallintaan. Vuosien 2012–2015 aikana alueella käytettiin sähköä keskimäärin noin 15,9 GWh vuodessa. Riippuen vuodesta, kulutus on vaihdellut noin 15,4–16,5 GWh välillä [3].

Vuoden 2015 sähkön omakäyttö kasvoi alueella hieman edellisvuoden noin 15,4 GWh:n kulutuksesta 16,2 GWh omakäyttöön. Sähköntuotannon vähentymisen sekä oman käytön lisääntymisen seurauksena pienentyi myös sähkön myynti valtakunnalliseen verkkoon noin 2,8 GWh verran [41].

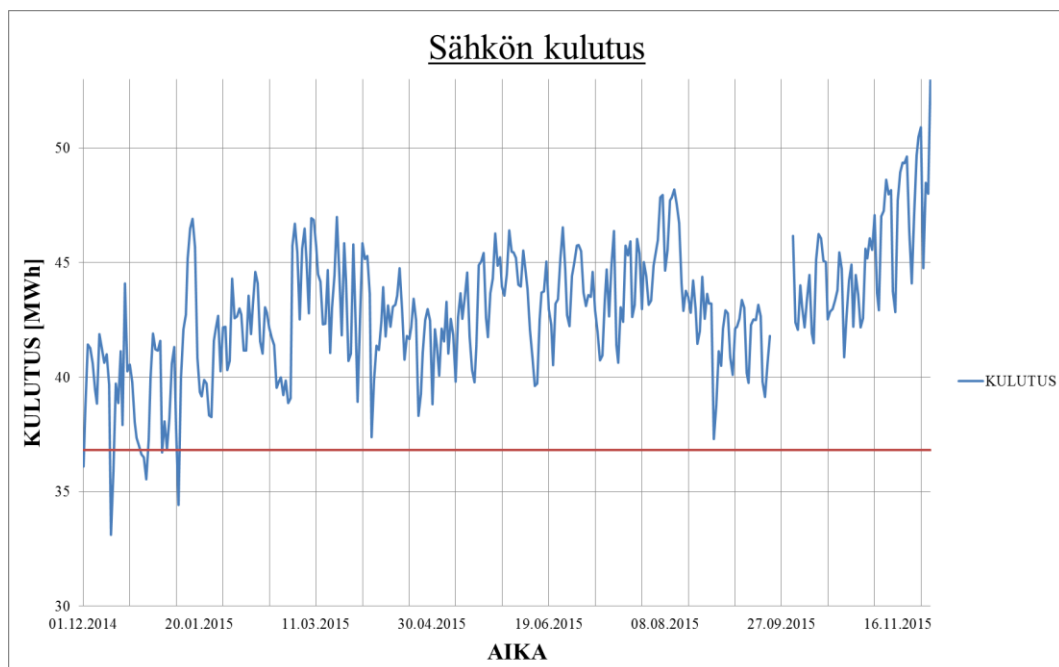
Kuvassa 1 on esitetty Ämmässuon alueella sähkötase aikavälille 12/2014–11/2015. Kuvaajasta nähdään, että alueen päivittäinen sähköntuotanto on keskimäärin noin 238 MWh sekä omakulutus noin 43 MWh. Kuukausittainen sähköntuotanto on ollut tarkasteluajavälillä keskimäärin noin 7,12 GWh sekä kulutus noin 1,3 GWh.

Vuoden 2015 aikana kaasuvoimalalla tuotettiin sähköä päivittäin 159,5–290,4 MWh, tuotantoseisokkia vuoden aikana tuli noin 8 päivän verran.



Kuva 1. Vuoden 2015 vuorokautinen sähkötase Ämmäsuolla.

Kuvassa 2 nähdään tarkemmin Ämmäsuon oma sähkön kulutus. Ottamalla huomioon pohjakuorman määrittämisessä useampi pohjakulutusarvo, saadaan keskimääräiseksi päivittäiseksi pohjakuormaksi noin 37 MWh. Pohjakuormassa on nähtävissä lievää kuukausittaista kasvua. Sähkön käytön keskimääräisenä kuukausittaisena kulutuksena tarkasteluajakajaksolle saadaan noin 1300 MWh.



Kuva 2. Vuoden 2015 sähkön vuorokautinen omakäyttö Ämmäsuolla.

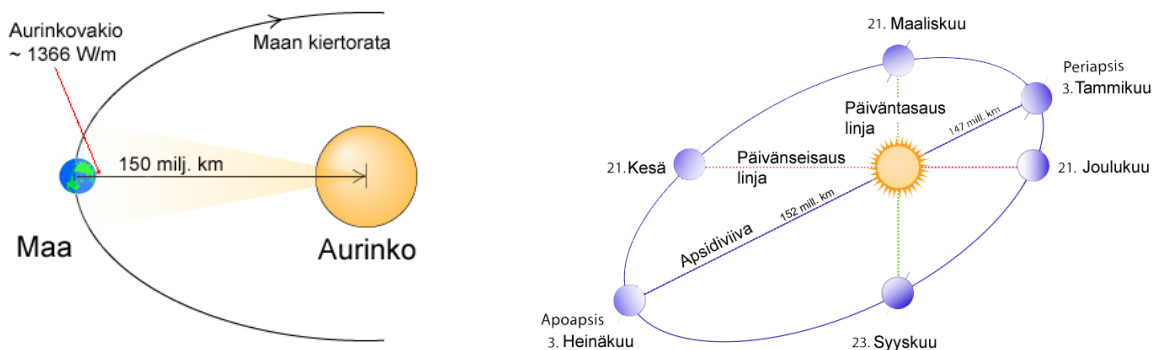
HSY on varautunut kaatopaikkakaasun saannin ja samalla tuotetun sähkömäärän vähenemiseen tulevaisuudessa. Kaasun saannin turvaamiseksi sekä alueelle saapuvan biojätteen tehokkaammaksi hyödyntämiseksi, aloitettiin biokaasun valmistus biojätteestä mädätysprosessia hyödyntäen [3][5]. Prosessissa on arvioitu syntyvän biokaasua keskimäärin 6 milj. m³/vuosi. Tämä vastaisi noin 30 000 MWh energiaa [5]. Alueen vanhan kaatopaikan vieressä sijaitsevaa laajennusaluetta tullaan myös hyödyntämään tehokkaammin kaatopaikkakaasun keräämisessä parantamalla jo olemassa olevia talteenottojärjestelmiä [3].

Vuoden 2016 aikana Ämmäsuolle on valmistumassa biokaasuvoimalaitos. Se tulee hyödyntämään alueella tuotettua biokaasua sähkön ja lämmön tuotantoon [3][4]. Uusi biokaasuvoimalaitos koostuu kahdesta kaasumoottorista, joiden yhteenlaskettu sähköteho tulee olemaan enintään 3 MW ja laitoksen polttoaineteho 6,8 MW. Sähkön myynnin valtakunnalliseen verkkoon voidaan tuolloin arvioida kasvavan entisestään, jos ylijäämä sähköä ei hyödynnetä suunnitteilla olevan ekoteollisuuskeskuksen toimijoiden kanssa tai alueen omaan sähkönkulutukseen tule äkillistä kasvua.

3. AURINKOENERGIA

Maapallollamme käytettävästä energiasta lähes kaikki on lähtöisin joko suorasti tai epäsuorasti auringosta. Nykytietämyksen mukaan aurinko on elinkaarensa puolivälissä oleva maata lähimpänä sijaitseva tähti. Yleinen käsitys on, että aurinko koostuisi suurimmaksi osaksi vedystä (71 %) sekä heliumista (27 %) ja olisi rakenteeltaan useista sisäkkäisistä kerroksista muodostuva. Auringon energiantuotto perustuu vedyn fuusioitumiseen heliumiksi sen ytimessä. Tällöin korkeassa lämpötilassa ja paineessa neljästä vetyatomista muodostuu heliumatomi. Tämä fuusioituminen tuottaa myös runsaasti energiaa gamma- ja röntgensäteiden sekä fotonien muodossa. Säteily pyrkii hitaasti ytimestä tiheään aurinkokaasun lävitse kohti auringon pintakerroksia ja edelleen avaruuteen [24] [25].

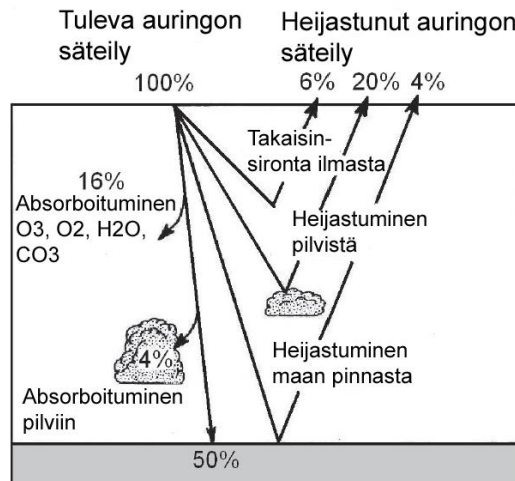
Maapallollemme saakka saapuva auringonsäteilyn määrä on vain murto-osa auringon kokonaissäteilystä mitä se on lähtiessään auringosta. Säteilyn vähenemistä selittää auringon kokonaistehon jakautuminen lähtöpisteensä jälkeen pinta-alaltaan huomattavasti suuremmalle alueelle, jolta se on lähtenyt. Säteilyn saapuessa maapallomme kiertoradalle on sen kokonaisteho ehtinyt hajautumaan eli säteilyn intensiteetti on vähentynyt. Riippuen auringon pintaosien vaihtelusta, sekä maan sijainnista kiertoradalla (Kuva 3), vaihtelee ilmakehämme ulkopuolelle tulevan säteilyn intensiteetti heinäkuisesta 1321 W/m^2 aina tammikuun 1412 W/m^2 saakka. Vuosikymmenten aikana mitattujen aineistojen pohjalta keskimääräiseksi intensiteetiksi on saatu $1366 \pm 3 \text{ W/m}^2$, josta puhutaan myös aurinkovakiona [31]. Tämän vakion määrittämiseksi on mittaus aina otettu vakioetäisyydeltä (150 milj. km) auringosta (Kuva 3)[24][31].



Kuva 3. Auringon säteily maan kiertoradalla. Muokattu lähteestä [32].

Auringonsäteilyn kulkiessa avaruudessa ei siihen juurikaan vaikuta ulkopuolisia varauksia, jotka vaimentaisivat sitä. Säteilyn jatkaessa avaruudesta maapallomme pinnalle, joutuu se ensin läpäisemään maapallon ilmakehän. Koska ilmakehämme koostuu useista eri kaasuista, on siinä myös aina varauksia joiden kanssa säteily joutuu kohtaamiseen. Säteilyn kohdatessa varauksen luovuttaa se osan energiastaan niihin, joka puolestaan vaimentaa säteilyn intensiteettiä entisestään [25][31].

Ilmakehän vaikutusta auringonsäteilyn vaimenemiseen tarkemmin tutkittaessa, tarvitaan tarkempaa tietoa ilmakehän senhetkisestä koostumuksesta. Yksi ilmassa säteilyyn heikentävästi vaikuttava tekijä on ilman sisältämät molekyylit, jotka absorboivat ainekohtaisesti oikean taajuista säteilyä. Yleisimmät säteilyyn vaikuttavat molekyylit ovat otsoni-, happi- ja vesimolekyylit, sekä lisäksi hiilidioksidi, joiden seurauksesta saapuvasta säteilystä vähenee energiaa useilta eri aallonpituuksilta. Lisäksi säteilyn intensiteetissä havaitaan yleistä vähenemistä lähes kaikilla aallonpituuksilla, joka on seurausta säteilyn heijastumisesta ilmakehässä (Kuva 4)[25].



Kuva 4. Auringonsäteily ilmakehässä. Muokattu lähteestä [31].

Maan pinnalle säteilystä osa pääsee tulemaan suoraan läpäisten ilmakehän ja osa hajasäteilyä. Diffuusisäteilyksi kutsuttu säteily on seurausta esimerkiksi pilvistä heijastuneista säteistä [25].

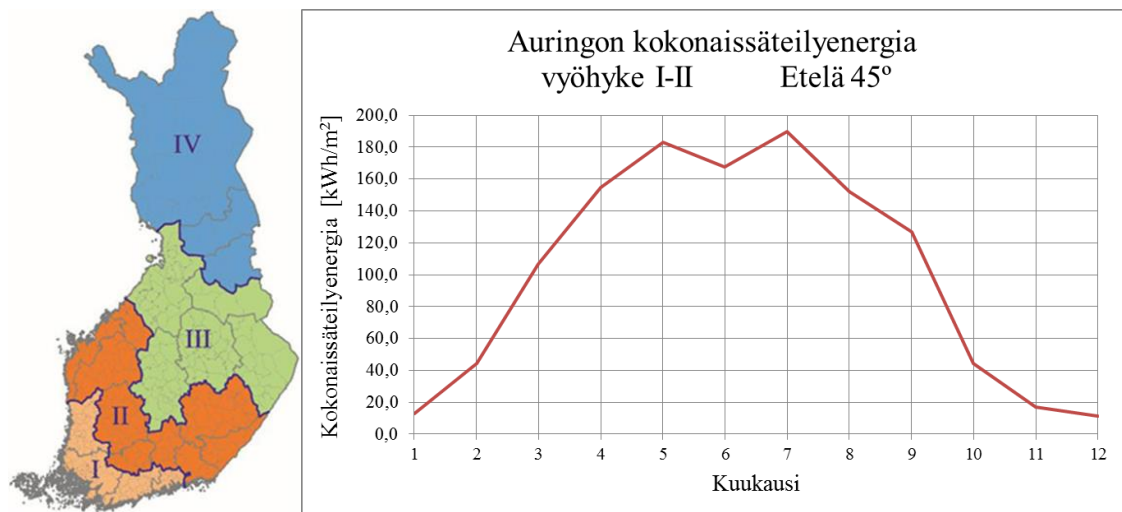
Maanpinnan lopulta saavuttavasta aurinkoenergian määrästä puhutaan välittömänä aurinkovakiona. Tätä arvoa mitataan kuten aurinkovakiotakin, neliömetrin alueelle sekunnissa kohdistuvana säteilyn määränä joka on n. 800–1000 W/m², kirkkaana pilvettömänä päivänä. Säteilyn intensiteetti vaihtelee ympäri maapallon ja voimakkaimmillaan sitä esiintyy päiväntasaajalla [24][25]. Aurinkoenergiasta puhuttaessa on syytä huomioda, että sitä hyödynnetään kahdella eri tapaa. Aurinkopaneeliteknologiassa aurinkoenergiaa hyödynnetään muuttamalla se suoraan sähköksi, kun taas aurinkokeräimillä puolestaan tarkoitetaan aurinkoenergian hyödyntämistä lämmitystarpeisiin lämpöenergiaksi [24].

3.1 Aurinkosähkön tuottaminen Suomessa

Sähkön tuottaminen auringosta on niin maailmalla kuin Suomessakin lisääntynyt viime vuosien aikana. Kiinnostusta aurinkosähköä kohtaan on lisännyt etenkin sen ympäristöystävällisyys sekä nopea aurinkosähköpaneelien ja tätä kautta myös kokonaisjärjestelmien hintojen halpeneminen. Aurinkoenergiamarkkinat edustavat nykyisin yhtä eniten kasvavista teknologiamarkkinoista. Osatekijänä voimakkaalle kasvulle on ollut aurinkosähköpaneelien 60–75 % hinnan aleneminen muutamien vuosien sisällä. Toistaiseksi aurinkoenergian käyttö on ollut suuremmilta määrin hajautetusti tuotettua sähköä ja lämpöä erillisjärjestelmillä. Kuitenkin nykyisin on myös suurempiin voimalaitoksiin aloitettu investoida sekä perustamaan yhteisomistajuuksia [34][16].

Suomen maantieteellisen sijainnin vaikutus saatavaan auringonsäteilyn määrään on osaltaan hillinnyt aurinkoenergiamarkkinoita Suomessa. Vaikka esimerkiksi Saksan Frankfurtissa ja Lappeenrannassa päästään lähes samoihin auringon vuosittaisiin säteilymääriin, on Saksan verkkoon kytketty lähes 10 000 -kertainen määrä aurinkosähköjärjestelmiä [16][36].

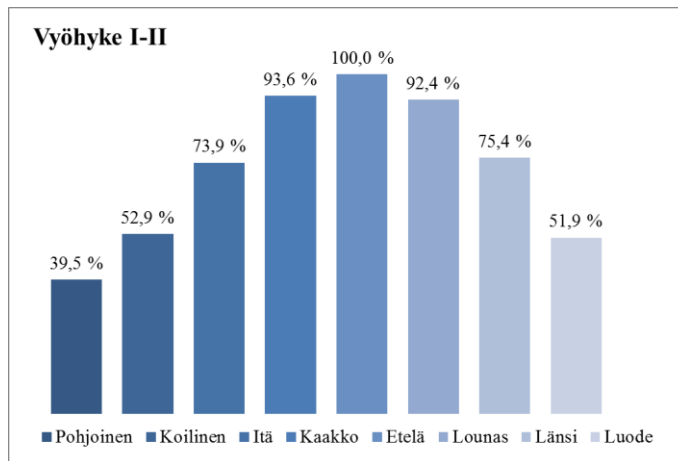
Suomessa auringon säteily vaihtelee aluekohtaisesti noin 800–1000 kWh/m² vuositasona. Eteläisen Suomen vyöhykkeellä (Kuva 5) voidaan optimoiduilla kulmilla vuosittaiseksi säteilyenergiaksi saada jopa 1200 kWh/m². Voimakkainta säteily on tyypillisesti huhti–syyskuun välisenä aikana, jolloin vuotuisesta kokonaissäteilyenergiasta maahan saadaan noin 80 % [25][24].



Kuva 5. Auringon kokonaissäteilyenergia eteläisellä vyöhykkeellä. Muokattu lähteestä [42].

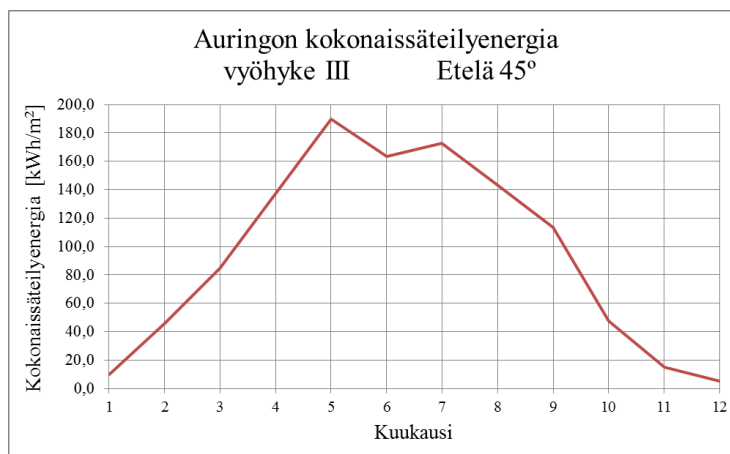
Kuvassa (Kuva 5) on esitetty säteilyenergian kokonaismäärä kuukausittain eteläisen Suomen alueella, paneelin ollessa 45° kulmassa horisonttiin nähden. Paneelit suunnataan noin 45° kulmaan riippuen hieman maantieteellisestä sijainnista. Tällä pyritään maksimoimaan paneelien tuotto kesäkuukausien aikana.

Aurinkopaneelien suuntauksella on suuri vaikutus vuotuisen energian tuottoon. Paneelien sijoituspaikan niin salliessa, tulisi paneelit suunnata aina ensisijaisesti eteläiseen ilmansuuntaan. Suuntauksen poiketessa optimi-ilmansuunnasta esim. 45° suuntaansa, voidaan arvioida säteilyenergiähäviön olevan välillä 6-8 % eteläisellä (vyöhyke I-II) mittausvyöhykkeellä (Kuva 6).



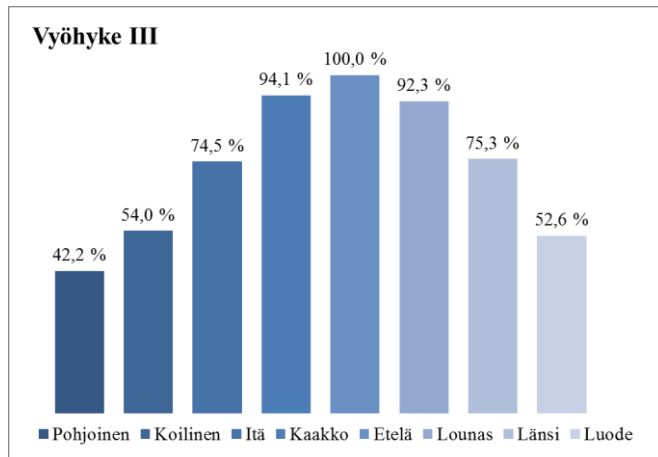
Kuva 6. Suuntauksesta johtuva säteilyenergiähäviö.

Tarkasteltaessa vastaavaa tilannetta Suomen keskiosissa (vyöhyke III) huomataan, ettei kokonaissäteilyenergian saannissa ole huomattavaa eroavaisuutta eteläiseen sijaintiin nähden (Kuva 7). Säteilyn jakautuminen vuoden aikana on yhtäläistä eteläisen vyöhykkeen kanssa ja poikkeaa vuositasolla kokonaisenenergialtaan vain noin 7 %.



Kuva 7. Auringon kokonaissäteilyenergia Suomen keskiosassa.

Paneelien suuntauksesta johtuva häviö säteilyenergiassa on Suomen keskiosissa hie-
man vähäisempää, mutta mukailee eteläisen alueen mittaustuloksia (Kuva 8).

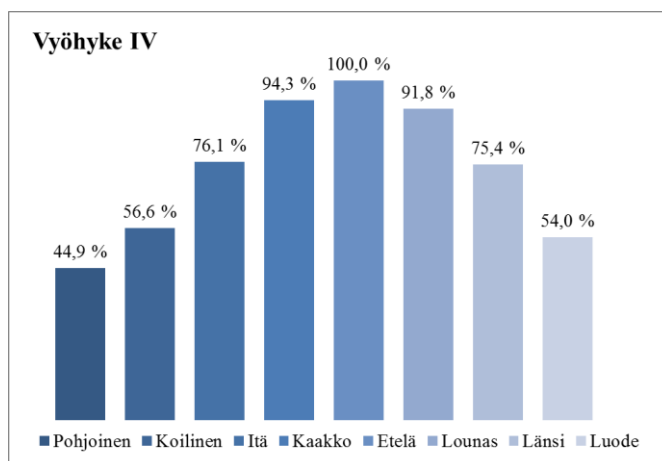


Kuva 8. Suuntauksesta johtuva säteilyenergiähäviö Suomen keskiosassa.

Lapin maa-alueelle kohdistuvaa auringon kokonaissäteilyenergiaa tutkittaessa (Kuva 9) huomataan selvää säteilyn vähentymistä (8-15 %) verraten eteläisimpien mittauspaikkojen säteilyyn. Myös paneelien suuntauksen vaikutus näkyy Lapin kohdalla samoin kuin Suomen etelä- ja keskiosissa (Kuva 10).



Kuva 9. Auringon kokonaissäteilyenergia Lapin alueella.



Kuva 10. Suuntauksesta johtuva säteilyenergianhäviö Lapin alueella.

4. AURINKOKENNOTYYPIT

Aurinkosähköjärjestelmän tärkeimpänä komponenttina toimii aurinkopaneeli, joka koostuu useammista pienemmistä yhteen kytketyistä aurinkokennoista. Näiden kennojen kyky tuottaa auringon säteilystä sähköenergiaa perustuu valosähköisen ilmiön hyödyntämiseen. Ilmiössä on kyse valokvanteista eli fotoneista, joista saamamme auringon säteily koostuu. Näiden alkeishiukkasten absorboituessaan aurinkokennon puolijohteeseen irtoaa kennoon vapaita elektroni-aukko pareja. Tämän seurauksena aurinkokennolle syntyy jännite-ero, jota saadaan edelleen kasvatettua kytkemällä useampia kennoja sarjaan [25][31].

Aurinkosähkön tuottamiseen kohdistuvaa tutkimusta on ollut jo pitkään. Haasteina teknologian laajempaan yleistymiseen on pidetty aurinkokennojen korkeaa hintatasoa, tuotettavan sähkön saannin osittaista epävarmuutta sekä vähäistä hyötysuhdetta. Toisaalta teknologian tarjoama ilmaisen energialähteen hyödyntämismahdollisuus, järjestelmän pitkä käyttöikä ja vähäinen ylläpitotarve sekä ympäristöystävällisyys ovat pitäneet yllä kiinnostusta teknologiaa kohtaan.

Aurinkokennotyyppejä on nykyisin olemassa useita ja niistä puhuttaessa ne voidaan jaotella eri sukupolviin. Tämä jaottelu kuvastaa kennojen kehitysaskelia ajansaatossa. Ensimmäiseen sukupolveen kuuluvat kiteiset piikennot, toiseen sukupolveen kuuluvat ohutkalvotekniikkaan perustuvat aurinkokennot sekä kolmanteen sukupolveen uuden ajan kehitteillä ja vähäisemmässä käytössä olevat kennot [25][33].

Taulukossa (Taulukko 1) on esitetty yleisimpien käytössä olevien aurinkosähköpaneelien kennoteknologioiden hyötysuhteita sekä suuntaa antavia markkinaosuuksia. Aurinkokennotekniikan kehittyminen on näkynyt jatkuvana hyötysuhteiden kehittymisenä sekä uusina yhdistelmämaterialratkaisuuksina kennorakenteessa. Liitteessä A on esitetty tarkemmin National Renewable Energy Laboratory:n (NREL) tekemä kartoitus nykyisten kennotekniikoiden hyötysuhteiden kehittymisestä aina vuoteen 2015 saakka.

Taulukko 1. Aurinkopaneelien hyötysuhteita.

Kennoteknologia	Kennon hyötysuhde [%]	Markkinaosuus [%]
Yksikiteinen pii	17–20	30
Monikiteinen pii	15–18	40
Amorfinen pii (a-Si)	5–10	5
Kupari-indium-gallium-selenidi (CIGS)	11–13	5
Kadmiumtelluridi (CdTe)	9–11	10

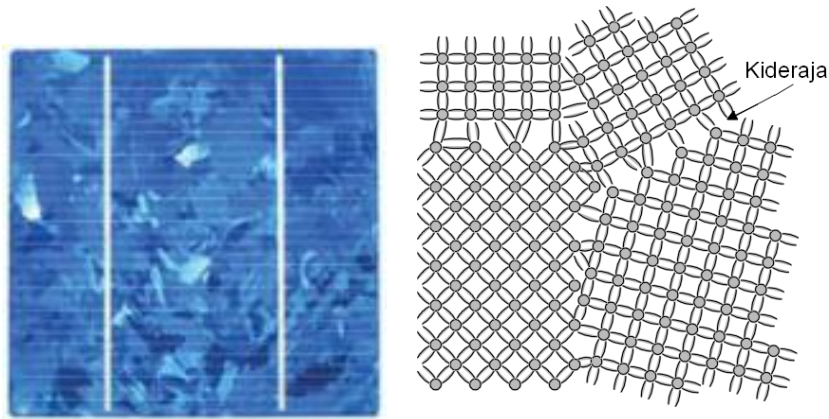
4.1 Kiteiset piikennot

Aurinkokennojen yleisimpänä valmistusmateriaalina käytetään edelleen piitä. Kiteisten piikkennojen osuus aurinkosähkömarkkinoista on noin 70 %, mutta markkinaosuuden arvellaan vähitellen laskevan tulevaisuudessa uudempien kennomateriaalien yleistyessä käytössä. Piin käyttöä kennomateriaaleissa on tukenut sen soveltuvuus hyvin puolijohdemateriaaliksi, yleinen esiintyvyys maankuoressa sekä pitkä historia elektroniikkateollisuuden raaka-aineena. Pii on toiseksi yleisin alkuaine maassa, sitä ei kumminkaan esiinny puhtaana vaan se on sitoutuneena yhdisteiksi, joista se on jalostettava sopivamaksi aurinkokennon raaka-aineeksi. Piin jalostamisprosessi on paljon energiaa kuluttava ja näin ollen myös kallis. Lisäksi kennomateriaaliksi tuleva pii ei saa sisältää juuriakaan epäpuhtauksia, sillä ne laskevat nopeasti kennon hyötysuhdetta. Teoreettisen hyötysuhteen kiteisille piikennoille on laskettu olevan noin 30 %. Tähän ei kumminkaan päästä johtuen kennon sisäisistä resistansseista, säteilyn heijastumishäviöstä sekä kennon pintakontaktien viemästä tilasta kennon pinnalla [31][33][37].

Piitä käytetään aurinkosähkökennojen valmistamisessa yleisimmin joko monikiteisessä, yksikiteisessä tai sen amorfisessa muodossa. Näistä yleisimpinä teollisuuskäytössä ovat moni- sekä yksikidekennot, amorfisten kennojen käytön kohdistuessa enemmän pienelektroniikkasovellutuksiin [31].

4.1.1 Monikiteiset piikennot

Monikiteisien piikkennojen valmistus alkaa sulattamalla puhdasta piitä ja valamalla se harkkojen muotoon. Jäähdyessään pii kiteytyy muodostaen toisistaan poikkeavia suurempia selvästi rakenteesta erottuvia kiteitä (Kuva 11). Valmistusprosessissa pyritään saamaan pii kiteytymään mahdollisimman suurikiteisen rakenteen omaavana. Suurempikiteisellä rakenteella syntyy tällöin vähemmän sisäisiä kiderajoja (Kuva 11), joiden seurauksena valmiiden kennon hyötysuhde ja kestävyys hieman paranee. Saaduista harkkoista saadaan jatkokäsittelyllä ohuita kennoja, joiden pinnasta monikiteisyys on selvästi erotettavissa [31][33].



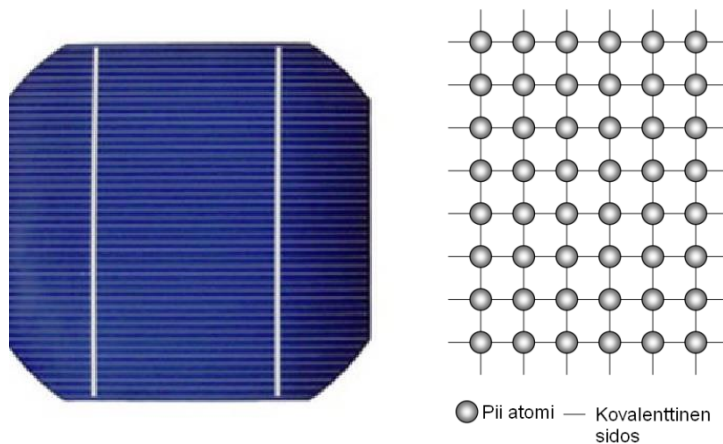
Kuva 11. Monikiteisen piikennon rakenne. Muokattu lähteestä [33].

Monikiteisillä piikennoilla on useita etuja verraten vastaaviin yksikiteisiin piikennoihin. Näitä etuja ovat mm. yksinkertaisempi sekä edullisempi valmistusmenetelmä, valmistuksessa syntyvä pienempi materiaalihävikki sekä monikiteisen kennon kyky absorboida myös osittaista hajasäteilyä. Kennon kiteinen rakenne kuitenkin häiritsee sisäistä elektronien liikettä, joka huonontaa hyötysuhdetta sen jäädessä 15–18 % [31][33].

4.1.2 Yksikiteiset piikennot

Aurinkokennojen kehitys ja laajamittaisempi tuotanto alkoi yksikiteisten piikennojen keksimisestä. Yksikiteisen piin valmistaminen on vaativa ja aikaa vievä prosessi verraten monikiteisen piin valmistukseen. Valmistamiseen käytetään paljon energiaa käyttävää Czochralskin menetelmää, jossa sulatetusta puhtaasta piistä kasvatetaan hitaasti yhtenäinen yksikiteinen piitanko. Menetelmässä pii saadaan kiteytymään sulaan kastettuun siemenkiteeseen, jota hyödynnetään sulasta muotoutuvan piitangon hitaaseen nostamiseen. Syntyneestä piitangosta saadaan jatkokäsittelyllä ohuita pyöreitä piikiekköjä, jotka yleensä muotoillaan tilankäytön tehostamiseksi paneeleissa. Syntynyt kennon rakenne on pinnaltaan tasainen ja koostuu kauttaaltaan yhdestä kiteestä (Kuva 12).

Vaativan ja energiaa vievän valmistusprosessin takia yksikiteiset piikennot ovat monikiteisiä kennoja kalliimpia. Lisäksi kennojen muotoilusta aiheutuva materiaalihävikki sekä kyky absorboida vain suoraa auringonsäteilyä, vähentävät kennotyyppin kannattavuutta. Kilpailukykyiseksi yksikiteisen piikennon tekee kumminkin sen parempi hyötysuhde 17–20 % [31][33].



Kuva 12. Yksikiteisen piikennon rakenne. Muokattu lähteestä [33].

4.2 Ohutkalvokennot

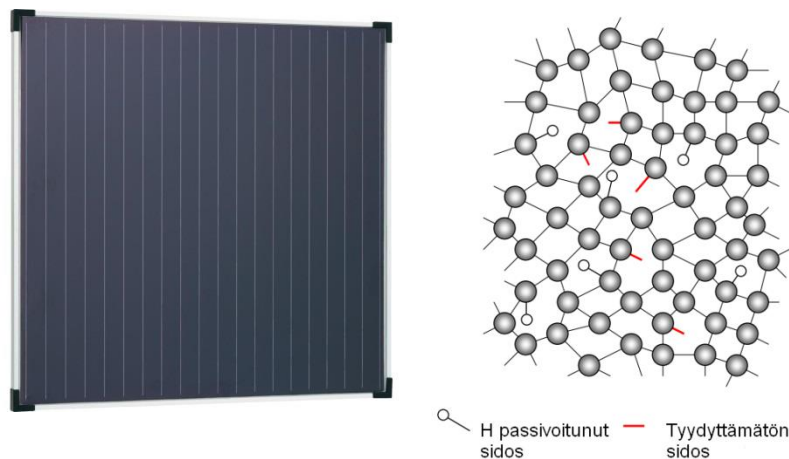
Ensimmäisen sukupolven piikidekennojen valmistamiseen kuluu suuria määriä elektroiikkateollisuuden tarpeisiin kelpaavaa puhdistettua kallista piitä. Myös kennojen valmistusvaiheessa piitä joutuu usein paljon hävikiksi mikä lisää kennojen valmistuskustannuksia entisestään. Tästä johtuen piikidepaneelien hinnat ovat olleet korkeita jo pitkään. Puhtaan piin valmistuskustannuksien lisäksi ovat kennot alttiita myös herkästi mikromurtumien syntymiselle rakenteeseen. Tärähdyksestä tai vaikeista olosuhteista syntyneet mikromurtumat vaikuttavat suorasti pii kennojen tehokkuuteen. Piin korvaaminen halvemmalla ja kestävämmällä materiaalilla on ajanut tutkijat kehittämään uusia teknologioita, joita ohutkalvopaneelit edustavat [31][33].

Ohutkalvopaneeleita valmistetaan nykyisin useista raaka-aineista, joita ovat mm. amorfinen pii, kupari-indium-gallium-diselenidi sekä kadmium-telluridi. Raaka-ainetta näistä valmistetuissa paneeleissa tarvitaan huomattavasti vähemmän kuin piikidepaneeleissa. Tämä mahdollistaa paljon ohuemman toiminnallisen rakenteen (yleensä alle 10 μm) kennolle, minkä ansiosta rakenne on joustavampi, kevyempi sekä helppokäyttöisempi haastavimmilla pinnoilla [31][33].

Hyötysuhteeltaan ohutkalvopaneelit ovat tyypillisesti huonompia kuin piikidepaneelit. Kehityksen myötä ovat kumminkin näidenkin hyötysuhteet jatkuvasti parantuneet ja niistä on tullut varteenotettava vaihtoehto markkinoilla. Lisäksi ohutkalvopaneelien etuna voidaan pitää parempaa ja tasaisempaa hyötysuhdetta epätasaisissa ja osittain varjoisissa paikoissa.

4.2.1 Amorfiset pii-kennot

Yksikiteisten ja monikiteisten piikennojen lisäksi piitä käytetään myös amorfisessa muodossa ohutkalvokennoissa. Kennoihin käytetty amorfisen piin rakenne on toinen kiinteän piin esiintymismuodoista kiteisen olomuodon lisäksi. Amorfista piitä valmistetaan piitä höyrystämällä, jolloin atomeista syntyy epäjärjestäytynyt kiderakenne (Kuva 13). Valmistuksessa piihin jää tyydyttämättömiä sidoksia sekä liittyy vetyatomeja, joita lopulta rakenteessa voi olla noin 1-10 %. Amorfisesta piistä käytetään yleisesti merkintään a-Si.



Kuva 13. Amorfisen piikennon rakenne. Muokattu lähteestä [33].

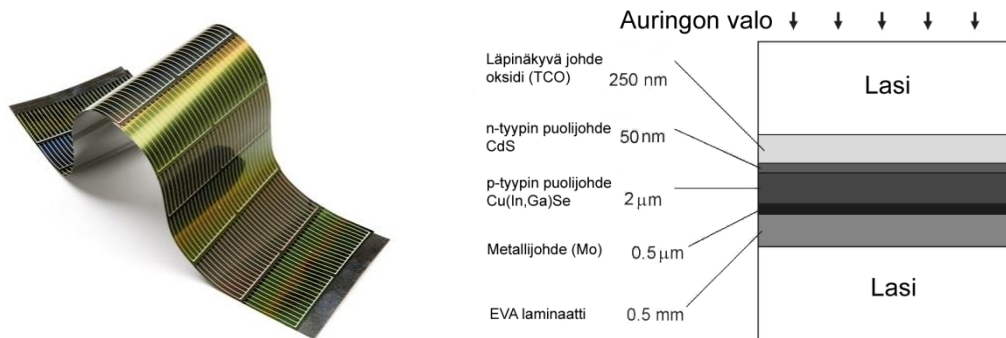
Amorfinen pii absorboi kiteistä piitä paremmin auringon valoa, jolloin kennorakenteet saadaan selvästi ohuemmiksi. Tällöin kennot ovat huomattavasti kevyempiä ja joustavampia muihin verrattuna. Myös kyseisten kennojen tehohäviön lämpötilakerroin on selkeästi ensimmäisen sukupolven kennoja pienempi. Vähemmän piin tarpeen johdosta myös kennot ovat edullisempia kuin edeltäjänsä kiteiset versiot.

Amorfisten kennojen hyötysuhde on kuitenkin muihin toisen sukupolven kennoihin verraten huono, noin 10 %. Lisäksi myös kennojen hyötysuhde laskee vähitellen käyttövuosien edetessä [31][33][37].

4.2.2 Kupari-indium-gallium-diselenidi (CIGS) -kennot

Ohutkalvokennoista CIGS -rakenteeseen perustuvaa aurinkokennoa on pidetty jo pidemmän aikaa potentiaalisena ratkaisuna tulevaisuuden aurinkosähkön tuottamiseksi. Kenno koostuu tyypillisesti lasilevyllä ruiskuttamalla lisätyistä kerroksista, jotka koostuvat raaka-aineina käytetyistä kuparin, indiumin, galliumin ja diselenidin yhdisteistä. Valmistuksen haittana on myrkyllinen vetyselenikaasu, jota käytetään prosessissa. Teoriassa jo 2 μm paksuinen CIGS -kennon puolijohdemateriaalikerros (Kuva 14) riittäisi absorboimaan yli 90 % infrapunaa ja näkyvän valon aallonpituuksista. Yksi ken-

non hyvistä puolista onkin raaka-aineen vähäinen tarve, jota tarvitaan selkeästi vähemmän kuin esim. piikenoissa, lisäksi kennon valmistamisessa säästyy energiaa [31][33][37].



Kuva 14. CIGS kennon rakenne. Muokattu lähteestä [31].

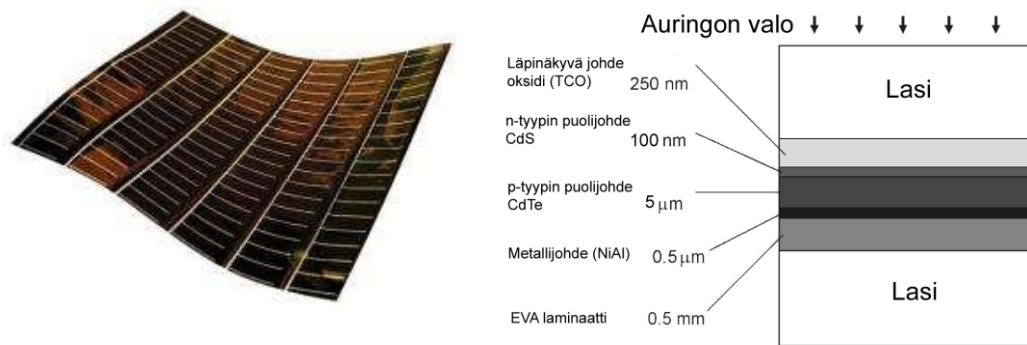
Ohutkalvoteknologiaksi CIGS -kennot ovat tehokkaita ja yltävät hyötysuhteeltaan noin 13 % kaupallisissa paneeleissa. Myöskään paneelien hyötysuhde ei merkittävästi käyttövuosien myötä heikkene. Valmistustekniikoiden kehittyessä on CIGS -teknologialla saavutettu jopa 20 % hyötysuhteita laboratorio-olosuhteissa.

CIGS -kennot ovat myös tehokkaampia haasteellisimmissä olosuhteissa, esimerkiksi pilvisellä säällä, koska niiden kyky absorboida pilvistä ja ilmakehän molekyyleistä siroannutta diffuusi säteilyä on hyvä.

Kuten amorfisella piikennolla ovat myös CIGS -kennojen tehohäviöt vähäisiä lämpötilan vaihteluiden vuoksi. Kennon tehohäviön lämpötilakerroin on noin 0,3 % / °C, mitä voidaan pitää varsin vähäisenä verraten vanhempaan teknologiaan. Vaikka CIGS -kennot voivat olla hyvinkin tulevaisuuden ratkaisu aurinkoenergian hyödyntämiseen, ei kuitenkaan niiden suurempi yleistymisen ole toistaiseksi markkinoilla näkynyt. Suurimmaksi ongelmaksi on noussut kennojen valmistuksesta syntyvä korkea hinta. On kuitenkin arvioitu, että teoriassa CIGS -kennojen valmistuskulut voisivat olla hyvinkin alhaiset valmistusteknologian kehittyessä [31][33][37].

4.2.3 Kadmiumtelliuri (CdTe) -kennot

Kuten CIGS -kennot, koostuvat myös kadmiumtelliuri-ohutkalvokennot samantapaisista kerroksista. Kerroksien suurimpina eroavaisuuksina ovat p-typin puolijohteen korvaaminen kadmiumtelliurilla sekä metallijohteen nikkeli-alumiinilla (Kuva 15). Kennossa kadmiumin ja telluurin välisiin seossuhteisiin vaikuttamalla saadaan valmistettua p- ja n-typin puolijohdetta, mihin kennon toiminta perustuu. Kadmiumtelliuri on ohutkalvotekniikassa yleisin aurinkokennomateriaali.



Kuva 15. CdTe kennon rakenne. Muokattu lähteestä [31].

Kadmiumtelluurikennon hyötysuhde on muita aurinkovoimateollisuuden käyttämiä materiaaleja suurempi, jopa yli 20 %. Tyypillisesti kuitenkin sen teollisuuteen tarkoitettujen sovelluksien hyötysuhde jää alle 11 %, eikä se vuosien kuluessa juurikaan muutu [33][37].

Myöskään CdTe -kennoihin lämpötilassa tapahtuvat muutokset eivät juurikaan vaikuta sen tehon tuottoon sekä kuten CIGS – kennossa, on myös kadmiumtelluurilla hyvä diffuusisäteilyn absorbointikyky.

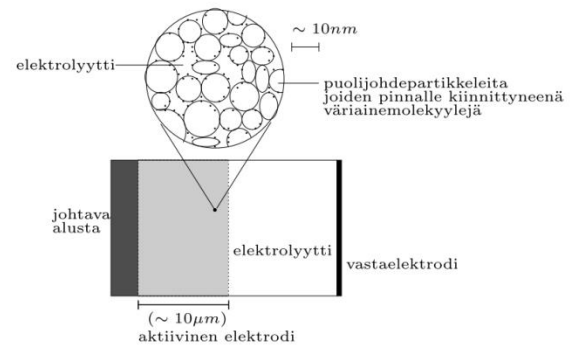
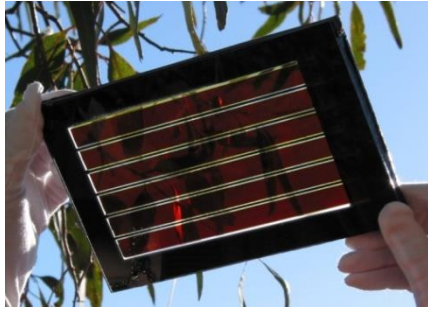
Hyvistä puolista huolimatta valmistukseen käytetty kadmium on myrkyllistä ihmisille sekä muulle elolliselle ympäristölle. Lisäksi sen pitkäaikaisen altistuksen vaikutukset ovat vielä tutkinnassa ennen kennojen suurempaa yleistymistä [31][33][37].

4.3 Kolmannen sukupolven kennot

Uusimman teknologian aurinkosähkökennot pohjautuvat suurimmaksi osaksi nanotekniikkaan. Näihin kennotyyppeihin kuuluvat muun muassa väriainekennot, orgaaniset kennot sekä moniliitoksiset kennot. Kolmannen sukupolven aurinkokennokehityksen tavoite on löytää hyvä hyötysuhde edullisesti vastaamaan tulevaisuuden tarpeita [33][25].

Yksi lupaavimmista nanomateriaaleja hyödyntävistä aurinkokennoista ovat väriainekennot (DSSC) (Kuva 16). Väriainekennojen ensimmäinen prototyyppi valmistettiin jo vuonna 1991 ja sitä on edelleen kehitetty. Rakenteeltaan kenno muodostuu tyypillisesti titaanidioksidi puolijohteesta, nanopartikkeliverkostosta muodostuvasta aktiivisesta elektrodista sekä jodiyhdisteitä sisältävästä elektrolyytistä (Kuva 16)[25].

Kennot ovat sähkökemiallisia ja niissä energiaa syntyy, kun väriainemolekyylit reagoivat saapuvan auringon valon vaikutuksesta.



Kuva 16. Väriainekennon rakenne. [25][35].

Hyötysuhteeltaan ne ovat kohtuullisen hyviä hyötysuhteen ollessa noin 10 %. Tämä johtuu muun muassa diffuusiosäteilyn hyvästä absorptiosta. Väriainekennojen valmistusprosessi on myös helppo toteuttaa muihin teknologioihin verraten. Kennoihin käytetyt raaka-aineet ovat edullisia sekä valmistuskustannukset alhaiset verraten piikennojen kustannuksiin. Ongelmana käytössä on kuitenkin kennon sisältämä nestemäisyys, joka liian kylmässä vaikeuttaa käyttöä [25][31].

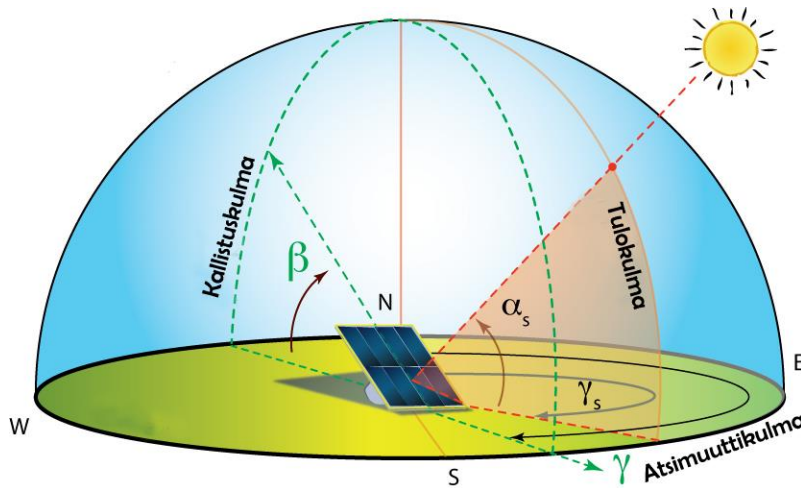
Orgaaniset kennot muistuttavat rakenteeltaan ohutkalvokennoja, koska ne koostuvat ohutkalvoista elektronien välissä. Koska orgaaniset kennot valmistetaan yleisistä käytössä olevista alkuaineista, eivät kennojen tuotantokustannukset ole suuret. Edullisuudesta huolimatta ongelmana on kumminkin niiden selkeästi huonompi hyötysuhde verrattain muihin teknologioihin. Toistaiseksi korkeimmillaan kennojen hyötysuhde on ollut vain reilu 8 %. Lisäksi kennon käyttöikä on yleensä vähäinen [33][31].

Moniliitoskennot koostuvat useasta erilaisesta kerroksesta. Päällimmäisenä olevan kerroksen energia-aukko on suurin ja alemmas mentäessä se pienenee. Näin eri kerrokset absorboivat mahdollisimman montaa eri auringon säteilyn aallonpituutta saamastaan auringon valosta. Paremman säteilyn hyödyntämiskyvyn johdosta kennojen hyötysuhde on suuri ja voi nousta jopa yli 40 %. Käytön yleistymistä on kuitenkin hankaloittanut korkeat raaka-aine- ja valmistuskustannukset. Moniliitoskennojen käyttö onkin toistaiseksi suuntautunut lähinnä avaruusteknologian käyttöön [31][33].

4.4 Energian tuoton optimointi

Aurinkopaneelien energiantuoton optimointiin vaikuttavia seikkoja on useita. Tärkeimpiä tekijöitä näistä ovat paneelien kallistuskulma, suuntaus ja sijoituspaikka. Koska aurinko pitäisi saada paistamaan mahdollisimman esteettä ja pitkään kohtisuoraan paneelin pintaa, on paneelin asennolla suuri merkitys.

Paneelin suuntauksesta käytetään nimitystä atsimuuttikulma. Kulma vaihtelee $+90^\circ$ ja -90° välillä etelän ollessa 0° , lännen $+90^\circ$ ja idän -90° . Se määrittyy ilmansuuntien mukaisesti ja kertoo paljonko suunta poikkeaa etelästä (Kuva 17). Ajanhetkellä optimaalisin atsimuuttikulma kuitenkin vaihtelee vuorokaudenaikojen mukaan auringon sijainnin muuttuessa [24][10].

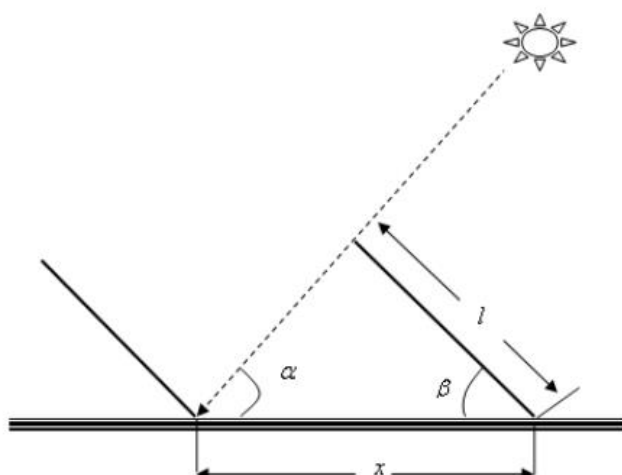


Kuva 17. Aurinkopaneelin suuntauskulmat. Muokattu lähteestä [38].

Kallistuskulma on paneelin kallistus suhteessa vaakatasoon eli horisonttiin. Auringon korkeus vaihtelee kuitenkin joka päivä ja ympäri vuoden, joten kannattavin kallistuskulman paneelille on sen maantieteellisen sijainnin mukaan tarkasteltu keskiarvokulma. Kallistuskulmaa määriteltäessä pitää ottaa myös huomioon paneelien taakse muodostuvat varjot. Arvion vaaditulle paneelirivien etäisyyksille toisistaan voidaan laskea kaavalla

$$x = l \cdot \frac{\sin \beta}{\tan \alpha_s} + \cos \beta \quad (1)$$

jossa x on paneelien välinen etäisyys, l paneelin pituus, β kallistuskulma sekä α_s säteilyn tulokulma (Kuva 18). Kaava pätee tasaiselle maalle asennettuihin paneeliriveihin ja kertoo paneelien minimietäisyyden toisistaan kyseisenä ajanhetkenä. Lopullisen paneelien rivivälin valinnassa on aina huomioitava lisäksi auringon tulokulman muutos eri vuodenaikoina.



Kuva 18. Paneelirivienvälinen minimietäisyys [43].

Mikäli paneelit asennetaan säädettäviin alustoihin, voidaan sekä suuntausta että kallistuskulmaa muuttaa esimerkiksi vuodenajan mukaisesti, jolloin saadaan suurempaa hyötyä paneeleista eikä asennusta tarvitse tehdä keskiarvojen mukaisesti [24].

4.4.1 Tehontuottotakuu

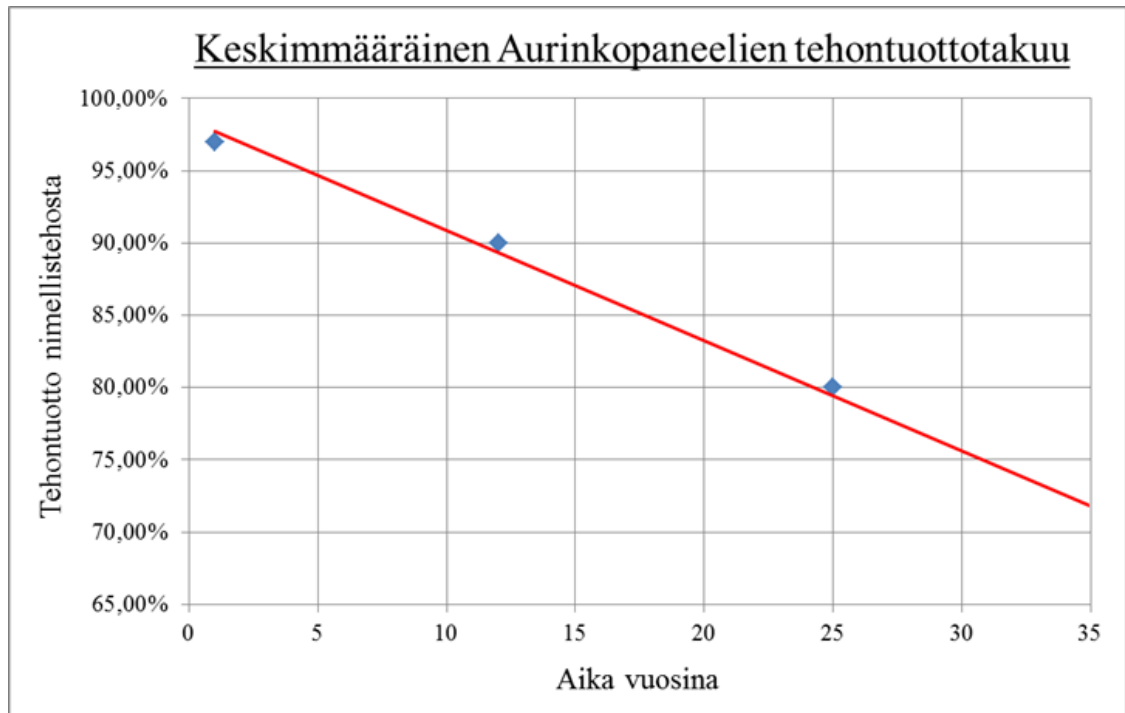
Pii -valmisteisien aurinkopaneelien hintojen voimakas aleneminen sekä tekninen kehittyminen on näkynyt viimeaikoina aurinkopaneelien markkinoilla selvästi. Paneelien tekninen elinikä on pidentynyt ja nykyään arvioidaan niiden saavuttavan jopa 40–50 vuoden toimivuus vanhenemistestien avulla [19].

Lähes poikkeuksetta paneelivalmistajat antavat nykyään jonkinlaisen tehontuottotakuun aurinkopaneelilleen. Tehontuottotakuulla varmistetaan, että paneelit tuottavat sähköä vähintään luvatussa prosentuaalisella osuudella nimellistehostaan tarkastelujakson ajan. Yleensä tämä takuu on 25–30 vuotta, jonka aikana paneelien tehontuotto laskee lähes lineaarisesti ajan suhteen. Tehontuottotakuu on valmistajakohtainen ja se vaihtelee hieman, yleensä paneelille taataan 25 vuoden ajan vähintään 80 % nimellistehostaan. Aurinkosähköjärjestelmän ensimmäiseksi vaihdettavaksi laitteeksi yleensä valikoituukin paneelien sijasta invertterit, joiden arvioitu elinikä on noin 10–25 vuotta.

Kuvassa (Kuva 19) on esitetty keskimääräinen valmistajien lupaama tehontuottotakuu 35 vuoden tarkastelujaksolla. Kuvaaja on suuntaa antava ja laadittu vertailemalla eri valmistajien lupaamia tehontuottotakuita, sekä tekemällä tehon alenemisesta lineaarinen oletus.

Arvioitaessa paneelin tuottoa ja puhuttaessa tehontuottotakuusta, tarkastellaan tuolloin normaalisti tehon tuottoa paneelivalmistajan ilmoittamasta nimellistehosta. Nimellisteho ei kumminkaan aina täysin kuvaa todellisuutta, sillä sen määrittämisessä on oletettu

paneeleiden saavan jatkuvasti 1000 W/m^2 säteilyteho $25 \text{ }^\circ\text{C}$ lämpötilassa. Todellisessa ympäristössä paneeleihin kohdistuva säteily sekä lämpötilavaihtelut vaikuttavat paneelien tehon tuottoon ja ne tulisi huomioida arvioidessa vuotuista sähköntuottoa.



Kuva 19. Aurinkopaneelien tehontuottotakuu.

5. AURINKOENERGIAN EDELLYTYKSET ÄMMÄSSUOLLA

5.1 Aurinkovoimalan sijoitus

Ämmässuon alueelle kaavavilulle aurinkovoimalan sijainnille on tehty jo aiemmin vuonna 2012 alustavaa selvitystyötä. Selvityksessä tarkasteltiin tuolloin alueen eteläisen rinteiden sekä alueella sijaitsevan pystyeristysseinän soveltuvuutta aurinkosähkövoimalalle.

Pinta-alaltaan Ämmässuo on suuri ja avara sekä varjostuksiltaan lähes esteetön, se tarjoaisi hyvinkin potentiaalisen kohteen aurinkosähkön tuottamiselle Suomen olosuhteissa. Maa-alueiden lisäksi alueella sijaitsee myös useita tasakattoisia rakennuksia, joiden katopinta-aloja ei toistaiseksi ole vielä hyödynnetty mihinkään.

Suunniteltaessa tulevan aurinkovoimalan sijoittamista, tulee valitussa paikassa huomioida ensisijaisesti järjestelmän vaatima tilantarve, asennusalue sekä sijoitusilmansuunta. Aurinkovoimalan paneelien vaatima ohjeellinen tilantarve asennettaessa maalle tai tasakatoille vaihtelee noin $250\text{--}350\text{ m}^2/10\text{ kW}_p$, tuolloin paneelirivien välisen etäisyydet ovat noin 5-6 m [18]. Jotta aurinkovoimalasta saatava hyöty saataisiin järkeväksi investointiin nähden, tulisi voimalan sijoitusilmansuunnaksi valita mieluiten etelä, lounas tai kaakko [19].

Tässä selvityksessä tarkastelun kohteena on ensisijaisesti Ämmässuolle harkittu 50 kW_p tehoinen pilottivaiheen aurinkosähkövoimala. Arvioitaessa voimalan tarvitsemaa ohjeellista tilantarvetta, saadaan varattavaksi pinta-ala tarpeeksi noin $1250\text{--}1750\text{ m}^2$. Olettaessa lisäksi huomioon mahdollinen voimalan laajentamisen mahdollisuus tulevaisuudessa esim. 100 kW_p kokoiseksi, tulisi tilaa varata voimalaa varten optimaalisimmalta ilmansuunnalta (etelä) noin $2500\text{--}3500\text{ m}^2$ verran.

Huomioitaessa tarkasteltavan voimalan tilantarve ja asetettaessa tälle mahdollisimman hyvä sähkön tuottovaatimus sekä liittämismahdollisuus teollisuussähköverkkoon, voidaan potentiaalisimpina kohteina pitää seuraavassa kuvassa (Kuva 20) esitettyjä alueita. Näissä sijaintikohdissa aurinkosähkövoimalaitos voitaisiin kohdistaa energiantuotantonsa optimaalisimpiin ilmansuuntiin sekä minimoida mahdolliset varjostukset. Seuraavassa käydään läpi alueen sijaintikohtia tarkemmin alueittain.

Kohta1. Pystyeristysseinämä. 7000 m^2 pinta-alaltaan oleva seinä tarjoaa tukevan alustan aurinkopaneelien kiinnittämiseksi. Paneelien pystyasennus vähentää vuotuista sähkön tuottoa eteläisessä suunnassa noin 27 %. Jos asennus jää optimikulmasta paljon, koituu

tästä suuria häviöitä. Lisäksi haittoina ovat varjostus sekä mahdollinen alueen toiminoista johtuva pölyntyminen.

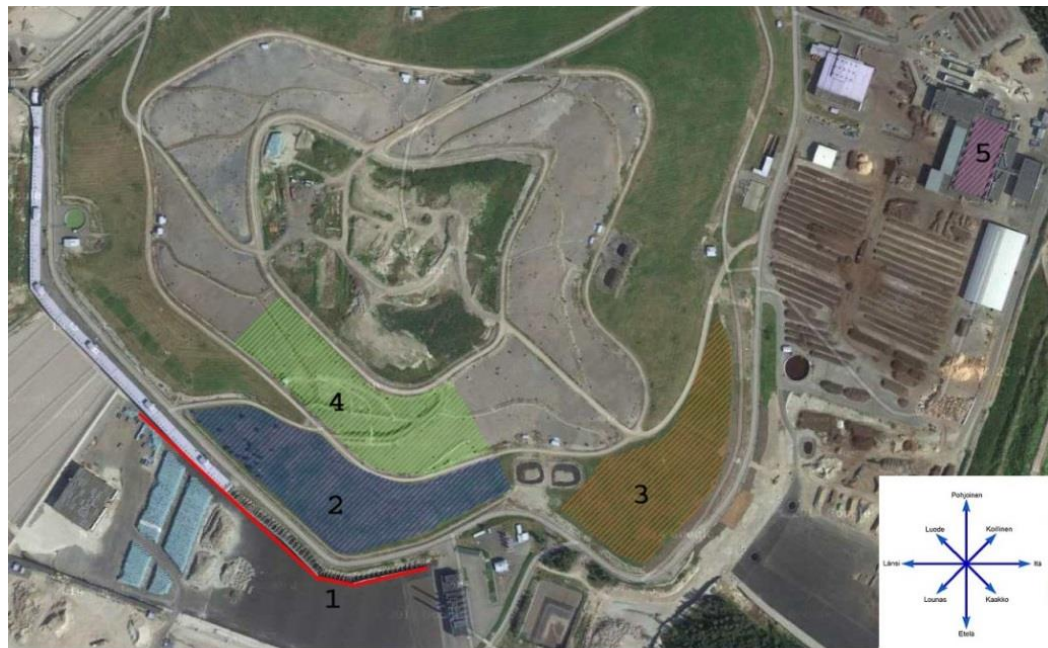
Kohta 2. Vanhan kaatopaikan rinne. Loivasta eteläisestä rinteestä löytyy pinta-alaltaan yli 23000 m² optimaalista tilaa. Rinteen läheisyydessä kerätään kaatopaikkakaasua joka täytyy ottaa osaltaan huomioon. Tukevana asennuksena aurinkovoimaloissa voidaan käyttää ruuvipaaluja, joiden asennussyvyys on noin 1 metri. Asennuksessa on otettava tuolloin huomioon myös maaperänkoostumus.

Kohta 3. Vanhan kaatopaikan rinne, kaakko. Alue on pinta-alaltaan noin 20500 m², rinteessä tulee huomioida samoja seikkoja kuin Kohdassa 2. Sijainnista johtuen alueella saattaa esiintyä lievää varjostusta vuorokauden viimeisillä tunneilla. Tämä voi vaikuttaa alentavasti saatavaan vuorokautiseen sähkön tuotantomäärään.

Kohta 4. Vanhan kaatopaikan ylärinne. Alue on sijainniltaan ja kooltaan (24 000 m²) sopiva voimalaitokselle. Rinne on alarinteitä jyrkempi ja sorapohjainen, joka saattaa vaikuttaa asennuksen suunnitteluun. Alueella tulee huomioida myös kaatopaikkakaasunkeräyksen vaikutus sekä maanpinnan mahdollinen vähäinen vajoaminen.

Kohta 5. Kompostointilaitoksen katto. Pinta-alaltaan alue on noin 4740 m² tasainen bitumikatto. Alueella on lähes esteetön näkymä joka ilmansuuntaan ja tasainen kattopinta tarjoaa hyvän alustan paneelien asennukselle. Alueella esiintyy kumminkin lintukantaa, joka saattaa liata paneeleita. Lisäksi asennuksessa täytyy kartoittaa rakennuksen runkorakenteiden sopivuus aurinkopaneelien telineille, mikä saattaa tuottaa ylimääräisiä kustannuksia.

Sijoituspaikkojen vertailussa otettiin huomioon alueen toimintojen mahdolliset aiheuttamat suorat ja epäsuorat haittavaikutukset (pölyntyminen, lintukanta). Valituksi voimalan sijoituspaikaksi valikoitui kuvassa (Kuva 20) kohta 2, vanhan kaatopaikan rinne. Paikassa on arvioitu mahdollisen pölyntymisen/likaantumisen olevan vähäistä. Lisäksi paikalla ei arvioida esiintyvän tuotantoa häiritsevää varjostusta.



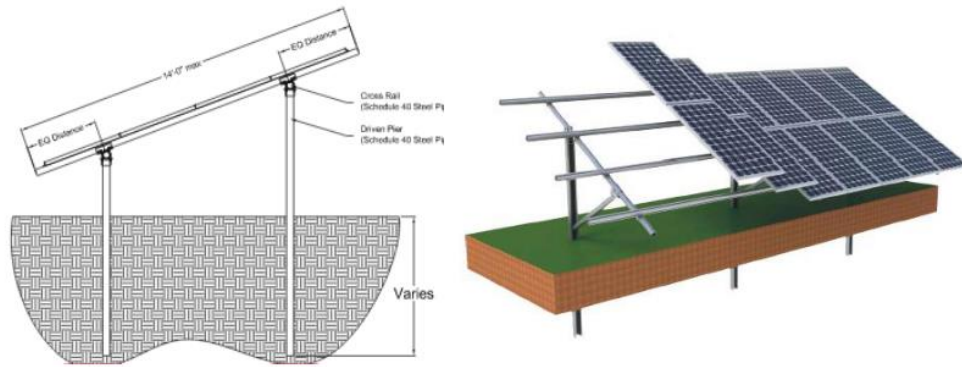
1. Pystyeristysseinä, pinta-alaltaan n. 7000 m²
2. Vanha kaatopaikka, Kaasunkeräysalue 1, pinta-alaltaan n. 23 000 m²
3. Vanha kaatopaikka, Kaasunkeräysalue 2, pinta-alaltaan n. 20 500 m²
4. Vanha kaatopaikan rinne, pinta-alaltaan n. 24 000 m²
5. Kompostointilaitoksen katto, pinta-alaltaan n. 4740 m²

Kuva 20. Mahdolliset aurinkovoimalan sijoituspaikat Ämmässuolla.

5.2 Aurinkosähköjärjestelmän asennus maapohjalle

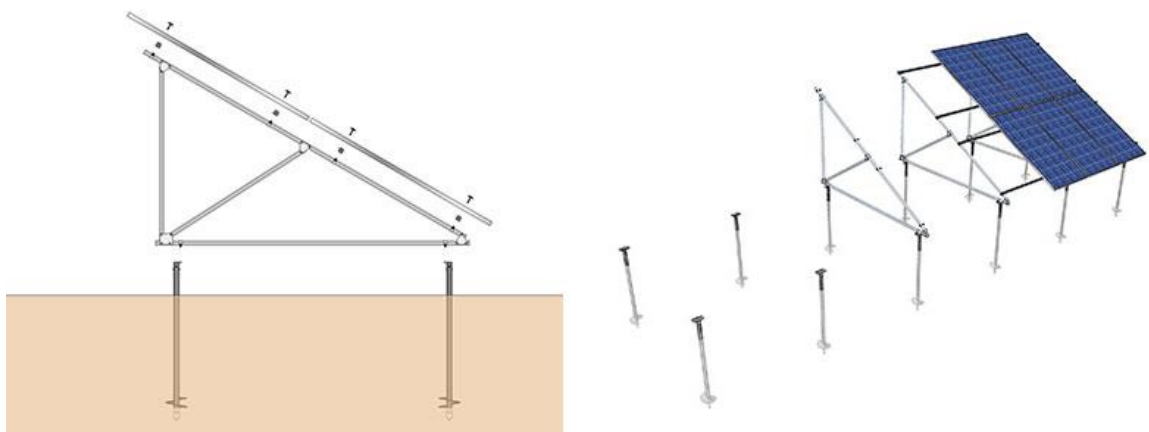
Pilottivaiheen aurinkosähkövoimalan sijoittuminen vanhaan kaatopaikkarinteeseen (Kuva 20, kohta 2) on voimalan tarvitsemalta tilantarpeeltaan sopiva. Maapohjaltaan asennuspaikka on loivaa nurmella maisemoitua mäkeä. Paneelien asentamista varten rinteeseen on olemassa muutamia valmiita maa-asennustelineratkaisuja. Asennus voidaan tehdä joko:

1. Maahan kaivetuilla pilareilla, joiden päädtyt upotetaan esikaivettuun noin 1000–1100 mm kaivantoon (Kuva 21). Vaihtoehto on hyvä etenkin isoille vakautta vaativille aurinkosähkövoimaloille ja tonteille, joilla on tilaa.



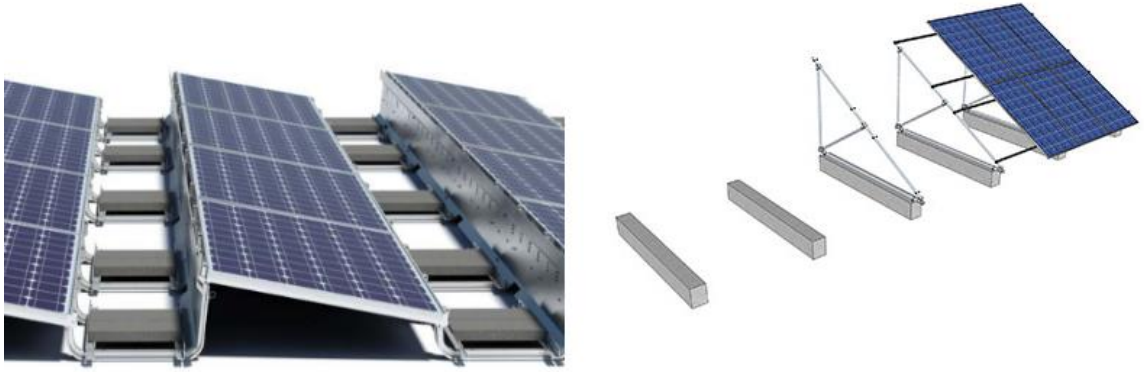
Kuva 21. Upottamalla asennettu aurinkopaneeliteline [20][21]

2. Ruuvipaalupilareilla (Kuva 22), joiden asennussyvyyteen vaikuttavat asennuspaikan maaperä, vaadittu kantavuus sekä sivuttaistuki. Arvioitu asennussyvyys voidaan arvioida rakenteen vähäisen kuormituksen johdosta olevan noin 1 m luokkaa.



Kuva 22. Ruuvipaalulla asennettu aurinkopaneeliteline [22].

3. Painoperusteisesti (Kuva 23). Painoperustus soveltuu hyvin tasakatoille sekä maa-asennuksiin ja on kustannustehokas sekä nopea asentaa. Käytössä on erityisesti huomioitava asennusjärjestelmään kohdistuvat tuulikuormat sekä kattoasennuksessa katon rakenteellinen kestävyys.

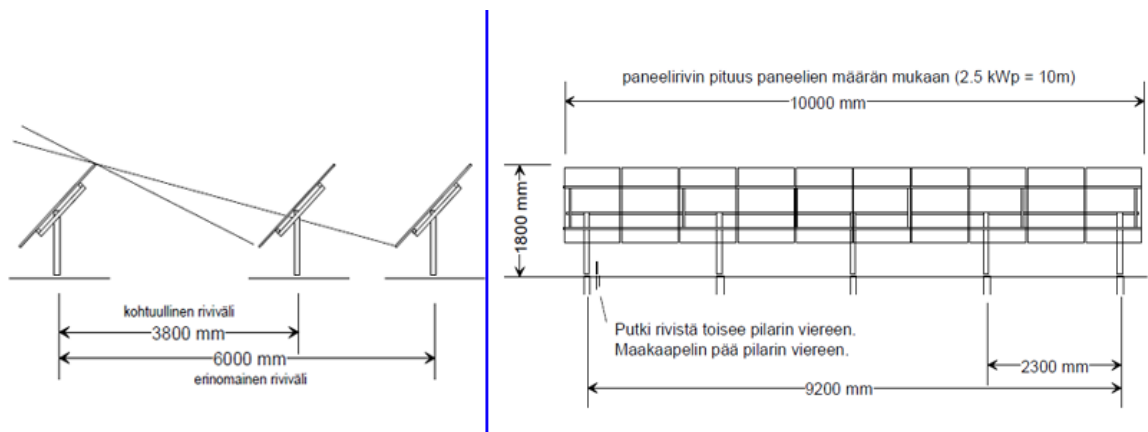


Kuva 23. Painoperusteisesti asennettu aurinkopaneeliteline [21][22].

5.3 Aurinkovoimalan tilantarve ja tuottopotentiali

Aurinkovoimalalle varattava pinta-alan tarve riippuu kulloinkin valitusta asennusteline-ratkaisusta sekä voimalan nimellistehosta. Paneelit voidaan usein asentaa valinnaisesti joko pysty- tai vaakatasoon sekä yksi- tai useampiriviseksi telineeseen. Yleisemmin suuremmissa voimaloissa käytössä olevat paneelit ovat 250–265 W_p :n tehoisia.

Laskettaessa pilariratkaisulla toteutettua maa-asennuksen vaatimaa maa-aluetta voimalalle, voidaan 250 W_p :n paneelin arvioida vievän rivistä tilaa noin 1m/per paneeli. Näin ollen 10m pitkään riviin saadaan aikaan $10 \times 250 W_p = 2,5kW_p$:n paneeliteho (Kuva 24). Paneelien ollessa useammassa rivissä on lisäksi huomioitava paneelirivien välinen riviväli syntyvien varjostuksien välttämiseksi. Kohtuullisena rivivälinä 250 W_p :n pysty-asennetuille paneeleille voidaan pitää noin 3,8 m ja erinomaisena välinä noin 6 m [23].



Kuva 24. Aurinkopaneelien vaatima tilantarve. Muokattu lähteestä [23].

Arvioitaessa tarvittavaa tilantarvetta 50 kW_p :n pilottivoimalalle, saadaan voimala sijoitettua esimerkiksi neljään 50 paneelin riviin. Tällöin voimalan paneelirivistö on 50 m pitkä, jossa yksi rivi vastaa $50 \times 250 W_p = 12,5 kW_p$. Alueen hyvän laajuuden johdosta voidaan paneelien rivivälinä pitää 6 metriä. Voimalan leveydeksi saadaan tällöin noin

18 metriä. Kuvassa (Kuva 25) voidaan havainnollistaa aurinkovoimalan tarvitsema tilantarve. Suunnitellulle 50 kW_p:n pilottivoimalan paneeleille tulisi varata alueelta näin ollen 900 m² tila, joka tuottaisi vuodessa arviolta 47,5 MWh / vuosi.



Kuva 25. Pilot- aurinkosähkövoimalan sijoitus.

Aurinkosähköjärjestelmän sijoitusalue paneeleille on kokonaispinta-alaltaan noin 23000 m². Paikan optimaalisimmalle kohdalle, jossa mäen oma varjostus jäisi pois, mahtuisi arviolta 650 kW_p verran aurinkosähkötehoa. Järjestelmän tilanvaraus alueelta olisi noin 11700 m² ja se voisi tuottaa sähköä arviolta 616 MWh / vuosi. Kokonaisuudessaan alueen pinta-ala tarjoaisi arviolta 1,4 MW_p nimellistehoiselle järjestelmälle tilan, olettaen tuolloin paneelien asennettavan kuvan mukaisesti (Kuva 26).



Kuva 26. Sijoitusalueen kokonaiskapasiteetti.

6. TUOTANNON TUET JA VEROTUS

Suomi asetti tavoitteen tuottaa vuoteen 2020 mennessä 38 prosenttia energiastaan uusiutuvilla energialähteillä. Energian kokonaiskulutuksen ja loppukäytön vähentyessä jo viidettä vuotta peräkkäin päästiin tavoitteisiin aiempaa nopeammin jo vuoden 2014 aikana [39]. Jotta myönteinen kehitys jatkuisi kohti hiilineutraalia sekä ympäristöhaitattomampaa energian tuotantoa, valtio tukee uusiutuvaan energiaan tähtääviä investointeja. Tukea voi saada niin uusiutuvaa energiaa hyödyntäviin investointeihin kuin myös näillä tuotetulle sähköenergialle. Toistaiseksi aurinkosähköhankkeelle on voinut hakea vain investointitukea, mutta ei syöttötariffijärjestelmään perustuvaa tuotantotukea, toisin kuin tuulivoimalle.

Suomessa sähköntuottaminen on lähtökohtaisesti energiaverotuksen alaista toimintaa. Laissa määrätyn sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverojen toimittamisesta valtiolle vastaa tulli. Kaikki sähköntuotanto ei kumminkaan ole automaattisesti valmisteveron alaista, vaan tietyin edellytyksin voidaan sähköä tuottaa myös ilman sähköverovelvollisuutta.

6.1 Sähköverovelvollisuus

Tuotettaessa sähköä suurempia määriä tai siirrettäessä sitä sähköverkkoon on sähköntuottaja verovelvollinen ja tuotetusta sähköstä tullaan kantamaan valmisteveroa sekä huoltovarmuusmaksua [1].

Lain määritelmän mukaan sähköverovelvollisen sähköntuottajan on rekisteröidyttävä kirjallisesti verovelvolliseksi tulliin ennen voimalaitoksen käyttöönottoa, jokaisesta voimalaitoksestaan erikseen. Sähköntuottaja velvoitetaan tällöin ilmoittamaan kuukausittain tuottamansa valmisteveron alainen tuotanto tullille ja suorittama tästä määrättyt verot sekä huoltovarmuusmaksut [1][30].

Aina sähköntuottajaa sähköverovelvollisuus ei kumminkaan koske, kun kyse on pien-tuotannosta jossa tuotetut määrät tai laitteiston nimellisteho jäävät alhaisiksi. Aurinkosähköhankkeen kannalta näin saavutettava veroetu tekee osaltaan joissakin tapauksissa investoinnista hieman kannattavampaa.

6.1.1 Pientuottajan sähköverovelvollisuus

Toukokuussa vuonna 2015 astui voimaan muutoksia sähköntuotannon verovelvollisuu- teen. Muutoksilla pyrittiin selkeyttämään sähkön verovelvollisuussäädöksiä etenkin pienimuotoisen sähköntuotannon osalta.

Uuden sääntelyn myötä pienvoimalaitoksille säädettyä aiempaa sähköverovelvollisuus- rajaa nostettiin 50 kVA nimellistehosta 100 kVA. Voimassaolevan lain mukaan sähkön- tuottajat jakautuvat nykyisin sähköverovelvollisiksi kolmeen kategoriaan voimalaitok- sensa nimellistehon sekä tuottamansa sähkön määrän mukaan [1].

Taulukossa (Taulukko 2) on esitetty sähköntuottajilta vaaditut ilmoitusvelvollisuudet sähkön tuotantoa varten. Riippuen voimalaitoksen nimellistehosta ja vuosituotannosta, voivat ilmoituskäytännöt olla hyvinkin poikkeavat toisistaan.

Sähköverotuksen kokonaan ulkopuolelle jäävät tällä hetkellä pienimmät voimalaitokset, joiden enimmäisnimellisteho on 100 kVA. Tehon ylittäessä 100 kVA, mutta tuotannon silti jäädessä enintään 800 000 kWh vuodessa tulee sähköntuottajan rekisteröityä säh- köverovelvolliseksi ja jättää vuosittainen veroilmoitus. Tällöinkään ei kumminkaan tulla tuotetusta sähköstä perimään sähköveroa. Sähköntuotannon ylitettäessä 800 000 kWh vuotuinen raja, muuttuu tuotanto valmisteveron alaiseksi ja sähköntuottajan tulee toi- mittaa tästä kuukausittainen sähköveroilmoitus veronperimistä varten [1][28][30][29].

Taulukko 2. Sähköntuottamista koskevat ilmoitusvelvollisuudet.

Kategoria	Nimellisteho [kVA]	Vuosituotanto [kWh]	Rekisteröityminen	Sähköveroilmoitus
Mikrovoimalaitokset	≤ 100	–	Ei	Ei ilmoitusta
Pienvoimalaitokset	> 100	≤ 800 000	Kyllä	Vuosittainen
Sähköntuottaja	> 100	> 800 000	Kyllä	Kuukausittainen

6.1.2 Sähkön siirto

Sähköntuottajalla, joka vapautuu sähköverovelvollisuudesta, on oman käyttönsä lisäksi mahdollisuus luovuttaa myös tuottamaansa sähköä verottomasti suoraan toiselle tietyin edellytyksin. Kiinteistöiden välinen sähkön siirto tulee mahdolliseksi tapauksissa, joissa sähköä siirretään kiinteistön tai tätä vastaavan kiinteistöryhmän sisäisessä verkossa. Kiinteistöryhmällä tarkoitetaan tällöin hallintaoikeudelta yhtenäistä sekä fyysisesti toi- siinsa rajautuvaa kokonaisuutta. Jotta eri kiinteistöt voitaisiin katsoa kiinteistöryhmäksi, täytyy näillä olla sama omistaja tai maanvuokrasopimuksella toteutettu hallintaoikeus samalle taholle. On kuitenkin huomioitava, että tuotettua sähköä ei voi siirtää verotto-

masti alueellisen sähköverkon kautta vaan siitä on kannettava vero, joka verkonhaltijan on toimitettava [16][28][29].

6.2 Kiinteistöverotus

Kiinteistöverotuslain 14 §:n 1 momentin nojalla kunnanvaltuusto voi määrätä erikseen veroprosentin jota sovelletaan voimalaitoksiin [27]. Kiinteistöverolain soveltamisohjeen mukaisesti voimalaitoksina voidaan pitää kaikenlaatuisia sähkövoimaa tuottavia laitoksia. Lain määrittelemää voimalaitosprosenttia ei kumminkaan sovelleta nimellisteholtaan enintään 10 MVA:n vesi- tai tuulivoimalaitoksiin, vaan näiden verotukseen käytetään yleistä kiinteistöveroprosenttia [26].

Aurinkovoimalaa kohtaan kohdistuva kiinteistöverotus on riippuvainen kulloisenkin kunnan verotuskäytännöstä sekä voimalaitoksen asennustavasta. Aurinkovoimala voi olla osana rakennusta, rakennelmaa tai toimia itsenäisenä rakennelmana. Voimalan ollessa osana rakennusta ei sillä ole vaikutusta rakennuksen jälleenhankinta-arvoon eikä näin ollen perittävään kiinteistöveroon. Poikkeuksena ovat kumminkin vapaa-ajan asunnot, joiden kiinteistöveroon järjestelmän asennus saattaa vaikuttaa mahdollisen asunnon sähköistymisen myötä [16][26].

Kiinteiksi ja itsenäisiksi rakennelmiksi asennetut aurinkovoimalat tulkitaan laissa kiinteistöveron alaisiksi, myös voimaloiden maapohja kuuluu tällöin yleisen kiinteistöveron alaiseksi. Koska kiinteistöverolain kohdan 14 §:ssä ei oteta erikseen kantaa aurinkovoimaloiden verotuksesta, sovelletaan kunnasta riippuen voimaloihin voimalaitosprosenttia joka voi olla enintään 3,1 % (vuonna 2016). Mikäli kunnanvaltuusto ei ole päättänyt erikseen voimalaitosrakennuksen kiinteistöveroprosentista, sovelletaan voimaloihin yleistä kiinteistöveroprosenttia [16][26][27].

Itsenäisen aurinkovoimalan verotusarvon määrittämistä varten sovelletaan voimalaan valtiovarainministeriön asetusta rakennusten jälleenhankinta-arvon perusteista [16]. Rakennelmana pidettävän aurinkovoimalan jälleenhankinta-arvona käytetään tuolloin 75 prosenttia voimalan rakennuskustannuksista, jotka sisältävät kiinteän tukirakenteen, perustuksien sekä työn kustannukset. Vuosittaisen verotusarvon laskennassa huomioidaan lisäksi arvon alentuminen, tästä on tarkemmin säädetty arvostamislaisissa. Aurinkovoimalalle ei kyseisessä laissa ole suoraa säädöstä, mutta arvion mukaan noin 2,5 prosentin vuotuinen ikälennus jälleenhankinta-arvosta, voisi soveltua arvon alentumisen laskemiseksi [16][26].

6.3 Energiatuki

Yrityksen, kunnan tai yhteisön aurinkosähköinvestoinnille voidaan hakea energiatukea. Energiatuki on työ- ja elinkeinoministeriön harkinnanvarainen tuki investointi- tai selvityshankkeille, jotka:

- lisäävät uusiutuvan energian käyttöä tai tuotantoa
- edistävät energiatehokkuutta tai energian säästöä
- vähentävät energian tuotannon tai käytön ympäristöhaittoja.

Tuki on erityisesti tarkoitettu edistämään uuden ilmasto- ja ympäristömyönteisemmän energiateknologian käyttöönottoa ja markkinoille saattamista.

Ympäristöystävällisenä ja uusiutuvana energianlähteenä aurinkosähköhanke täyttää energiatukiasetuksessa vaaditut kriteerit tuen hakemiselle. Tuen myöntämisestä päättävät Työ- ja elinkeinoministeriö (TEM) tai Elinkeino-, liikenne- ja ympäristökeskus (ELY -keskus).

Vuonna 2015 hyväksytyille aurinkosähköinvestoinnille (tavanomaisen teknologia hankkeen) myönnetty enimmäistuki oli 30 % hyväksyttävistä kustannuksista. Tuen määräytymiseen vaikuttavia tekijöitä ovat hankkeen tyyppi ja koko, teknologiataso sekä hankkeen kannattavuus. Vuonna 2016 tuki kumminkin väheni ja nykyisin se on aurinkosähköhankkeille 25 % [40].

6.4 Ämmässuon aurinkosähkön verotus

Ämmässuon alueelle harkittuun aurinkosähköhankkeeseen kohdistuva verokohtelu on yksi tärkeä osa investoinnin kannattavuuden arvioimisessa. Jotta hankkeessa saavutetaisiin veroetua, tulee aurinkovoimalaitoksen täyttää annetut kriteerit sähköverovelvollisuudesta vapautuakseen. Pilottivaiheen aurinkosähkövoimala, jota on selvityksessä alueelle aluksi mietitty, täyttäisi 50 kVA:n nimellistehollaan lain vaatiman sähkön verotomuuden kriteerit. Myöskään voimalaitoksen mahdollinen myöhempi tehonkasvattaminen ei toisi sähköverovelvollisuutta, kunhan sallittu voimalaitoksen vuosituotanto pysyisi enintään 800 000 kWh:ssa.

Aurinkosähkön tuotanto alueella tultaisiin rinnastamaan verottomaksi sähkön pientuotannoksi. Tähän ei myöskään tulisi vaikuttamaan alueella jo meneillä oleva muu sähköntuotanto, sillä vuosituotantorajoja tarkastellaan aina voimalaitoskohtaisesti [29]. Koska aurinkosähkön tuotannon siirtämiseen käytettäisiin Ämmässuon sisäistä teollisuussähköverkkoa, ei myöskään veroseuraamuksia olisi odotettavissa siirron osalta. Ainoina toimenpiteinä harkitun aurinkosähköhankkeen osalta jäisi siis mahdollisen laajennuksen jälkeinen rekisteröitymisvelvollisuus sekä vuosittain tullille toimitettava ns. nollaveroilmoitus.

Kiinteistöverotuksen kohdalta aurinkovoimalaitos luokiteltaisiin itsenäiseksi rakennelmaksi sijoituspaikassa, jolloin tästä kannettaisiin myös kiinteistöveroa. Koska voimalaitos sijoittuu Espoon alueelle, sovelletaan verotukseen Espoossa käytössä olevaa voimalaitosprosenttia, joka on tällä hetkellä 2 %. Lisäksi voimalaitoksen pohja luokitellaan yleisen kiinteistöveron alaiseksi, josta kannetaan Espoossa veroa 0,8 %. Maavoimalan rakentaminen tulisi edellyttämään Espoossa toimenpidelupaa sekä siihen liittyvä muu rakentaminen lisäksi rakennuslupaa [30].

Taulukossa 3 on esitetty karkea arvio kiinteistöveron suuruudesta Espoossa sijaitsevalle 50 kVA:n itsenäiselle aurinkosähkövoimalalle. Laskennassa ei ole huomioitu rakennuskustannuksien hintakehitystä eikä muita mahdollisia jälleenhankinta-arvoa alentavia tekijöitä. Huomioidessa arvostamislain 30 §:n 4 momentti, ei rakennelman jälleenhankinta-arvo voi laskea alle 40 %. Näin ollen ikälennukseksi tullaan suurimmillaan saamaan 60 %. Esimerkki laskelmassa karkea arvio pilottivaiheen aurinkovoimalaitoksen kiinteistöverolle olisi noin 10,5 % alkuinvestoinnin suuruudesta.

Taulukko 3. Kiinteistöveron vaikutus aurinkovoimalaan Espoossa.

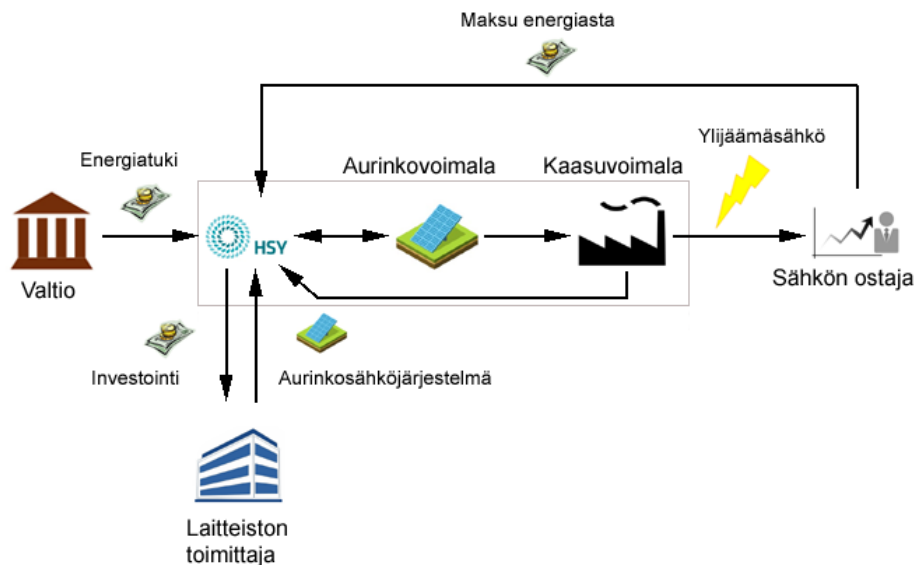
50 kVA aurinkosähkövoimala			
Alkuinvestointi	65 000 €		
Rakennuskustannuksien osuus*	22 750 €		
Jälleenhankinta-arvo**	17 063 €		
Voimalan ikä	Vuosittainen verotusarvo	Ikäalennus	Kiinteistövero***
Alku	17 063 €	0,0 %	341 €
1 Vuotta vanha laitteisto	16 636 €	-2,5 %	333 €
2 Vuotta vanha laitteisto	16 209 €	-5,0 %	324 €
3 Vuotta vanha laitteisto	15 783 €	-7,5 %	316 €
4 Vuotta vanha laitteisto	15 356 €	-10,0 %	307 €
5 Vuotta vanha laitteisto	14 930 €	-12,5 %	299 €
6 Vuotta vanha laitteisto	14 503 €	-15,0 %	290 €
7 Vuotta vanha laitteisto	14 077 €	-17,5 %	282 €
8 Vuotta vanha laitteisto	13 650 €	-20,0 %	273 €
9 Vuotta vanha laitteisto	13 223 €	-22,5 %	264 €
10 Vuotta vanha laitteisto	12 797 €	-25,0 %	256 €
11 Vuotta vanha laitteisto	12 370 €	-27,5 %	247 €
12 Vuotta vanha laitteisto	11 944 €	-30,0 %	239 €
13 Vuotta vanha laitteisto	11 517 €	-32,5 %	230 €
14 Vuotta vanha laitteisto	11 091 €	-35,0 %	222 €
15 Vuotta vanha laitteisto	10 664 €	-37,5 %	213 €
16 Vuotta vanha laitteisto	10 238 €	-40,0 %	205 €
17 Vuotta vanha laitteisto	9 811 €	-42,5 %	196 €
18 Vuotta vanha laitteisto	9 384 €	-45,0 %	188 €
19 Vuotta vanha laitteisto	8 958 €	-47,5 %	179 €
20 Vuotta vanha laitteisto	8 531 €	-50,0 %	171 €
21 Vuotta vanha laitteisto	8 105 €	-52,5 %	162 €
22 Vuotta vanha laitteisto	7 678 €	-55,0 %	154 €
23 Vuotta vanha laitteisto	7 252 €	-57,5 %	145 €
24 Vuotta vanha laitteisto	6 825 €	-60,0 %	137 €
25 Vuotta vanha laitteisto	6 825 €	-60,0 %	137 €
26 Vuotta vanha laitteisto	6 825 €	-60,0 %	137 €
27 Vuotta vanha laitteisto	6 825 €	-60,0 %	137 €
28 Vuotta vanha laitteisto	6 825 €	-60,0 %	137 €
29 Vuotta vanha laitteisto	6 825 €	-60,0 %	137 €
30 Vuotta vanha laitteisto	6 825 €	-60,0 %	137 €
			6 791 €
* Rakennuskustannukset sisältävät tukirakenteen, perustukset sekä asennuksen. Nämä ovat keskimääräisesti 35 % kokonaisinvestoinnista.			
** Voimalan jälleenhankinta-arvona pidetään 75 % vastaavan rakennelman rakennuskustannuksista.			
*** Kiinteistöverona on pidetty 2 %, joka määräytyy Espoossa käytössäolevasta voimalaitosprosentista.			

7. LIIKETOIMINTAMALLIT

Jotta aurinkosähköinvestointi olisi kannattava ja käytännössä strategialtaan toimiva, tulee sille olla tehtynä hyvin suunniteltu liiketoimintamalli. Malli on yksinkertaisuudessaan kuvaus liiketoiminnan menestykseen johtavista tekijöistä ja näiden välisistä riippuvuussuhteista. Tässä luvussa tarkastellaan vaihtoehtoisia toimintamalleja Ämmässuon aurinkosähkövoimalalle.

7.1 Sähkön omakäyttömalli

Malli perustuu Ämmässuon nykyisen sähkön kulutuksen osittaiseen korvaamiseen aurinkosähkövoimalalla tuotetulla sähköllä (Kuva 27). Voimala kytketään nykyiseen alueen sisäiseen teollisuussähköverkkoon ja tuotettu sähkö käytetään kokonaisuudessaan alueella. Investointi rahoitetaan haettavalla energiatuella sekä omalla pääomalla.



Kuva 27. Sähkön omakäyttömalli

Saatava tuotto perustuu alueen nykyisen kaasuvoimalan lisääntyneeseen ylijäämäenergian myyntiin alueen ulkopuolelle ja siitä saatavaan korvaukseen. Riippuen sähkön ostavasta yhtiöstä, sähköstä saadaan Suomen hinta-alueen tuntiSpot hinta vähennettynä:

- ostajan määrittelemä marginaali
- Elspot -kaupankäyntimaksu ja selvitysmaksu
- Fingridin perimä nettotuotantomaksu

- alkuperätakuiden myöntämismaksu
- verkon kuormitusmaksu
- ylläpitokulut
- valmistevero
- huoltovarmuusmaksu.

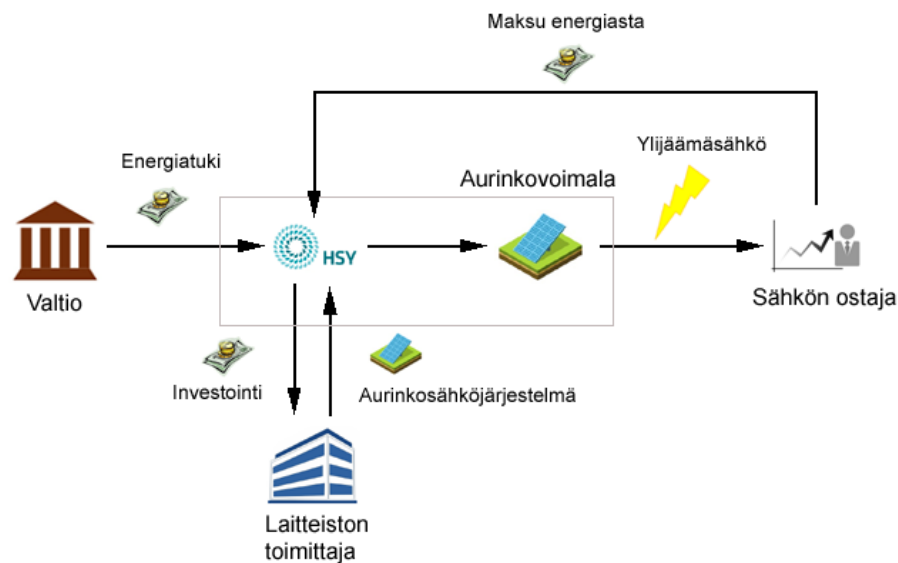
Lopulliseksi saatavaksi energian hinnaksi muodostuu noin 3 snt/kWh.

7.2 Sähkön myyntimalli alueverkkoon

Myytäessä kokonaan tai osittain aurinkovoimalalla tuotettua sähköä ulos alueelta, kannetaan siitä aina valmisteveroa. Sähkön myyntimallissa (Kuva 28) aurinkovoimala liitetään valtakunnalliseen verkkoon. Voimala toimii rinnan alueen kaasuvoimalan kanssa tuottaen kaiken sähkön myyntiin. Tuotto perustuu tällöin myydystä sähköstä saatuun tuntiSpot hintaan, josta vähennetään:

- valmistevero
- ylläpitokulut
- verkon kuormitusmaksu
- ostajan määrittelemä marginaali
- Elspot -kaupankäyntimaksu ja selvitysmaksu
- huoltovarmuusmaksu.

Lopullisena saatavana vähennysten jälkeen voidaan pitää samaa noin 3 snt/kWh.



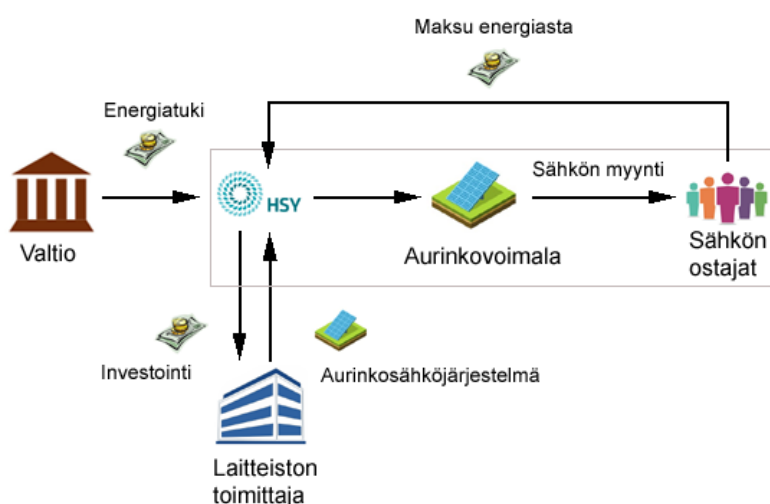
Kuva 28. Sähkön myyntimalli alueverkkoon

7.3 Sähkön myyntimalli teollisuussähköverkossa

Malli perustuu Ämmäsuon alueella omassa teollisuussähköverkossa tapahtuvaan sähkön myyntiin samalla alueella (kiinteistöllä) sijaitseville EKOMO – Ekoteollisuuskeskuksen toimijoille (Kuva 29). Aurinkovoimalan sähkö käytetään kokonaisuudessaan alueella, jolloin valmisteverotukselta ja siirtomaksuilta välttyään, kunhan vuosituotanto ei ylitä 800 000 kWh. Voimalaitokseen investoidaan energiatuella sekä omalla pääomalla. Tuotto perustuu myytyyn hieman markkinahintaa edullisempaan sähköön jota alueen toimijoille tarjotaan. Toimijat hyötyvät osittaisesta kalliimman ostosähkön korvaamisesta aurinkosähköllä. Tuotoksi saadaan kulloinkin sovittu myyntihinta vähennettynä:

- arvolisävero
- ylläpitokulut.

Vähennysten jälkeisenä saatavana voidaan pitää noin 6-7 snt/kWh riippuen sovitusta hinnasta.



Kuva 29. Sähkön myyntimalli teollisuussähköverkossa

7.4 Aurinkosähkön osuuskuntamalli

Osuuskuntamallin toiminnan tarkoituksena on tuottaa jäsenilleen taloudellista hyötyä omakustannehintaisten aurinkosähkön muodossa. Mallissa HSY sekä EKOMO – Ekoteollisuuskeskuksen tulevat toimijat perustavat yhdessä osuuskunnan. Osuuskunnan jäsenet lunastavat osuuskunnasta osuuksia, joilla tullaan kattamaan aurinkosähköjärjestelmän investoinnin puuttuva osuus, haetun energiatuen jälkeen (Kuva 30). Osuuksien määrät ja maksut tulevat määräytymään voimalan kokonaiskustannuksista. Osuuskunta

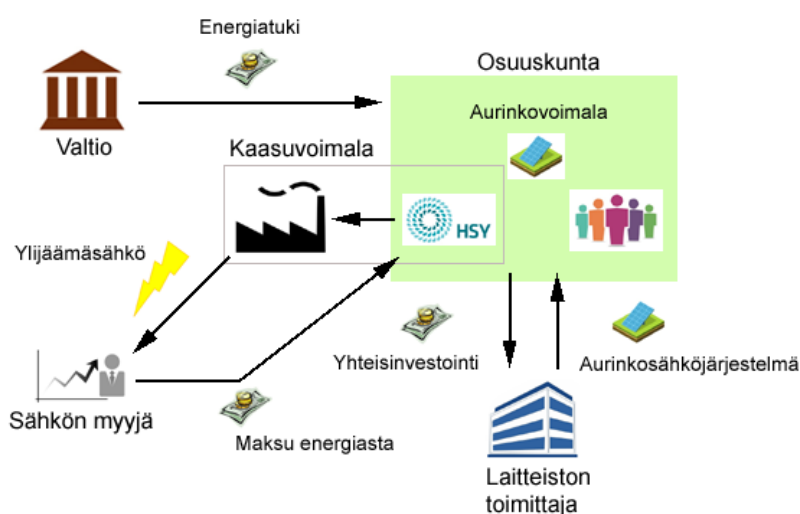
rakennuttaisi aurinkovoimalan Ämmässuon alueelle, jolloin voimalaitoksen maapohja olisi HSY:n omistuksissa. Aurinkovoimala liitetään alueella valmiina olevaan teollisuussähköverkkoon.

Tuotetun sähkön hyödyntämiseksi osuuskuntamallissa on seuraavia vaihtoehtoja.

1. Myynti malli, jossa tuotettu sähkö myydään sähköyhtiölle ja osuuskunta saa tästä korvauksen. Saatu korvaus jaetaan osuuskuntien suhteen osakkaille. Vaihtoehdon huonona puolena voidaan pitää sähköstä saatavaa vähäistä korvausta kaikkien vähennyksien jälkeen.
2. Oma käyttömalli, jossa tuotettu sähkö jaetaan alueen sisällä osakkaiden kesken osuuskuntien suhteen. Mallin hankaluutena on sähkötaseen todentaminen osakkaiden kesken.

Osuuskuntamallissa osakkaat, mukaan lukien HSY, jakavat voimalaitoksesta aiheutuvat huolto- ja korjauskulut. Lisäksi osuuskunnan jäsenet osallistuvat Ämmässuon teollisuusverkon ylläpidon sekä maavoimalan aiheuttaman kiinteistöveron kulujen kattamiseen. Saatavia hyötyjä ovat:

- sähkön myynnin vähäinen kasvu, tuotannon kasvaessa
- alkuinvestoinnin kustannusten jakautuminen
- huolto, ylläpito ja teollisuussähköverkon kulujen jakautuminen
- yhteisöllisyys yritysten kanssa
- uusiutuvan energian tukeminen → imago.



Kuva 30. Osuuskuntamalli aurinkosähköinvestoinnissa

7.5 Liiketoimintamallien vertailu

Taulukkoon (Taulukko 4) on kerätty yhteenveto liiketoimintamalleista.

Taulukko 4. Liiketoimintamallit

Liiketoimintamallit		
Sähkön omakäyttömalli		
HSY		
Tulot	Menot	Muuta
▪ Aurinkosähköllä korvatus sähkön myyntituotto (kaasuvoimalan ylijäämä sähkö)	▪ Alkuinvestointi ▪ Huolto- ja ylläpitokulut ▪ Kiinteistövero -> voimalaitosprosentti 2%	▪ Julkisen toimijan imago
Sähkön myyntimalli alueverkkoon		
HSY		
Tulot	Menot	Muuta
▪ Tuotetun aurinkosähkön myynnistä saadut tuotot	▪ Alkuinvestointi ▪ Huolto- ja ylläpitokulut ▪ Kiinteistövero -> voimalaitosprosentti 2% ▪ Uusi valmistevero voimalalle	▪ Julkisen toimijan imago ▪ Voimalan rekisteröiminen ▪ Sähköveroilmoitukset
Sähkön myyntimalli teollisuussähköverkossa		
HSY		
Tulot	Menot	Muuta
▪ Aurinkosähkön myynti alueen toimijoille	▪ Alkuinvestointi ▪ Huolto- ja ylläpitokulut ▪ Kiinteistövero -> voimalaitosprosentti 2% ▪ Veron toimittaminen myynnistä	▪ Julkisen toimijan imago ▪ Yhteisöllisyys
Alueen toimijat		
Tulot	Menot	Muuta
▪ Kalliimman ostosähkön korvaaminen halvemmalla.	▪ Sähkön ostaminen	▪ Yrityksen imago ▪ Yhteisöllisyys
Osuuskuntamalli		
HSY		
Tulot	Menot	Muuta
▪ Osittainen korvatus sähkön myyntituotto. ▪ Teollisuusverkon ylläpitokulujen jakautuminen	▪ Osittainen alkuinvestointi ▪ Osittaiset huolto- ja ylläpitokulut ▪ Osittainen Kiinteistövero -> voimalaitosprosentti 2%	▪ Julkisen toimijan imago ▪ Yhteisöllisyys ▪ Yhteinen päätösvalta aurinkovoimalasta
Muut osakkaat (alueen toimijat)		
Tulot	Menot	Muuta
▪ Kalliimman ostosähkön korvaaminen halvemmalla.	▪ Osittainen alkuinvestointi ▪ Osittaiset huolto- ja ylläpitokulut ▪ Osittainen Kiinteistövero -> voimalaitosprosentti 2%	▪ Yrityksen imago ▪ Yhteisöllisyys ▪ Yhteinen päätösvalta aurinkovoimalasta

8. TALOUDELLINEN TARKASTELU

Tällä hetkellä investointia aurinkosähköjärjestelmään Suomessa voidaan yleensä ajatella kannattavampana silloin, kun sillä pyritään korvaamaan kalliimpaa ostosähköä [16]. Kohteessa tuotettu sähkö tulisi tällöin pyrkiä hyödyntämään lähes kokonaan itse sekä välttämään sähkön myymistä tai siirtämistä alueelliseen sähköverkkoon [10].

Arvioitaessa aurinkosähköinvestointia taloudellisesta näkökulmasta tulisi huomioida investoinnin kannattavuuteen vaikuttavat seuraavat tekijät:

- kohteen sijainti ja paneelien suuntaus
- auringon arvioitu säteily määrä alueella
- järjestelmän mitoitus kohteen kulutukseen nähden
- valittu paneeli / invertteri -teknologia
- kokonaisinvestointikustannukset
- käyttö, huolto ja muut juoksevat kustannukset
- investointiajanjakso / pitoaika
- mahdolliset investoinnille saatavat tuet
- laskentakorkokanta
- korvattavan sähkön hinta
- investoinnin jäännösarvo
- käyttöpääoman tarpeen muutokset.

8.1 Aurinkosähköjärjestelmä hankintakustannukset

Investoitaessa aurinkosähköön on lopullinen järjestelmän hankintakustannus aina yhdistelmä valitun teknologian ja palveluiden kustannuksista. Yleisesti aurinkosähköjärjestelmien hinta on sidoksissa järjestelmän nimellistehoon, mutta myös valitulla paneelitekniikalla sekä asennustavalla on vaikutusta lopulliseen hintaan [10][16].

Aurinkosähköjärjestelmän hankinnassa on nykyisin useita eri toimitusmahdollisuuksia. Asiakas voi halutessaan tilata joko pelkät järjestelmäkomponentit tai hankkia aurinkovoimalan toimitettuna ja asennettuna paikan päälle. Tuolloin puhutaan niin kutsutuista ”avaimet käteen” -periaatteen sopimuksista, joihin yleensä kuuluu myös jonkin tapainen järjestelmän suunnittelu. Seuraavassa taulukossa (Taulukko 5) on esitetty vuosina 2014–2015 saatuja keskimääräisiä ”avaimet käteen” – asennushintoja. Taulukosta nähdään, että järjestelmäkoon kasvaessa laitteiston yksikkökustannus vastaavasti laskee [10][16].

Taulukko 5. Aurinkosähköjärjestelmien keskimääräiset hankintahinnat [16].

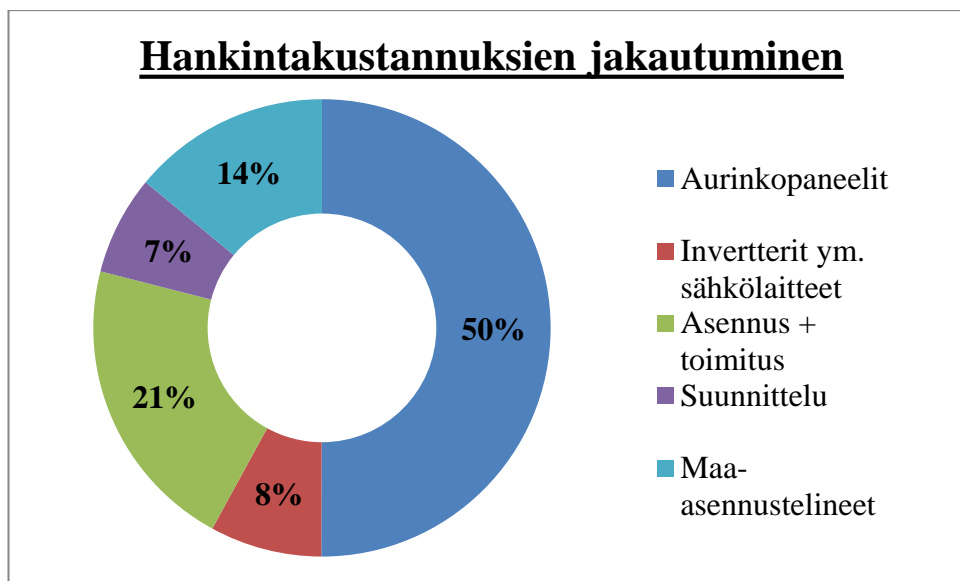
Järjestelmän koko [kWh]	Esimerkkejä asennuskohteista	Järjestelmän hankintahinta [€/Wp]
3-20 (pienet järjestelmät)	Omakotitalot ja asunto-osakeyhtiöt	1,6–2,5 (sis. ALV 24 %)
3-20 (pienet järjestelmät)	Kaupat, päiväkodit, maatilat	1,35-2 (ALV 0 %)
40–400 (keskikokoiset järjestelmät)	Toimistot, kauppakeskukset, kuntakiinteistöt, teollisuuskiinteistöt	1-1,6 (ALV 0 %)

Aurinkosähköjärjestelmän hankintakustannuksien jakautuminen eri osa-alueisiin investoinnissa on riippuvainen kulloisenkin järjestelmän koosta sekä sen sisällöstä. Karkeasti arvioituna voidaan olettaa järjestelmän aurinkopaneelien muodostavan noin puolet hankintakustannuksista pienemmissä järjestelmissä. Aurinkosähköjärjestelmän invertterien sekä muiden sähkölaitteiden osuus kokonaishinnasta on noin 25 %. Loput hankintakustannuksista jakautuvat järjestelmän asennukselle (noin 15 %) sekä sen suunnittelulle (noin 10 %). Koska järjestelmät ovat monesti yksilöllisiä, muuttuvat niiden kustannuksien jakautumat, eikä nyt esitettyjä jakaumia pidä pitää kuin suuntaa antavina arvoina [10].

Ämmässuon alueelle suunniteltua 50 kVA:n pilotti aurinkovoimalaitosta varten lähetettiin tarjouskyselyitä useille Suomessa toimiville aurinkoenergiajärjestelmiä myyville yrityksille. Kyselyissä pyydettiin tarjousta 50 kVA:n piikennoiselle aurinkosähköjärjestelmälle toimitettuna ja asennettuna ”avaimet käteen” -periaatteella. Lisäksi kyselyssä pyydettiin esittämään tarjouksen sisältämät kustannukset jaoteltuina erikseen.

Kyselyllä pyrittiin kartoittamaan aurinkosähköjärjestelmän nykyhintatasoa 50 kVA:n aurinkosähkövoimalalle Suomessa sekä näkemään tarkemmin hankintakustannuksien jakautuminen. Hankintakustannuksien jakauman laskemiseksi käytettiin useammista tarjouksista koostuvien yksittäiskustannuksien keskiarvoja.

Kuvassa (Kuva 31) on esitetty hankintakustannuksien jakautuminen 50 kVA:n aurinkosähkövoimalalle. Suurimmaksi yksittäiseksi kustannukseksi tarkastelussa nousee pii-pohjaiset aurinkopaneelit. Muita merkittäviä kustannuksia ovat maavoimalan asennustelineet sekä asennus ja toimitus kulut.



Kuva 31. Aurinkosähkijärjestelmän hankintakustannuksien jakautuminen.

8.2 Lähtötiedot

Seuraavissa kannattavuuden tarkasteluissa käytetään esimerkkinä investointia 50 kW_p aurinkosähkijärjestelmään. Aurinkosähkijärjestelmän arvioitu hankintakustannus määrytyi alustavien tarjouskyselyiden perusteella. Tarjouspyynnössä edellytettiin järjestelmän sisältävän kaiken tarvittavan laitteiston toimitettuna sekä asennettuna kohteeseen. Tarjouksien perusteella hankintahinnaksi muodostui keskimäärin 65 000 €, olettaen investoinnin saavan myönnettyä energiatukea (30 %) tulee lopulliseksi hankintakustannukseksi 45500 €.

Laskennassa laitteiston pitoajaksi käytetään 30 vuotta, joka on yleisesti käytetty eliniän ennuste aurinkosähköpaneelille [19]. Arvioidulle järjestelmän vuotuiselle sähkön tuotolle käytetään paneelivalmistajan arviota, joka on 47,5 MWh / vuosi. Korkokannaksi laskelmiin käytetään erikseen sovittua 4 %.

Koska aurinkosähkijärjestelmän hankinta ja käyttötarkoitus on aina tapauskohtaista ja voidaan järjestää useammalla eri tavalla, käytetään tarkasteluissa saadun sähkön tuotoksi kahta toisistaan eroavaa tapausta.

1. Laskennassa käytetään Ämmäsuolla tuotetun sähkön tämän hetkistä myyntihintaa noin 3 snt/kWh, joka saadaan kaasuvoimalalla tuotetusta sähköstä [12].
2. Laskennassa käytetään sähkön keskimääräistä markkinahintaa noin 9 snt/kWh, mikä jouduttaisiin maksamaan ostettaessa sähköä ulkopuolelta.

Käytöstä syntyviksi kustannuksiksi tarkasteluissa huomioidaan ylläpito- sekä huoltokulut, joiden arvioidaan olevan 8 % alkuinvestoinnin määrästä [16]. Lisäksi järjestelmän inverttereiden vaihdoista on arvioitu koituvan kuluja 15 käyttövuoden jälkeen noin 50 % laitteiden tämän hetkisestä ostohinnasta.

8.3 Korollinen takaisinmaksuaika

Arvioitaessa aurinkoenergiainvestoinnin kannattavuutta, ei tämän tarkasteluun tulisi käyttää yksistään takaisinmaksuajan menetelmää. Menetelmä on yleisesti käytössä yritysten laiteinvestointien arvioinnissa, mutta ei anna täysin oikeaa kuvaa aurinkoenergiajärjestelmien kannattavuudesta. Saatujen tuloksien tarkastelussa tulisi huomioida, ettei laskennassa oteta huomioon järjestelmän pitoaikaa eikä jäännösarvoa [16].

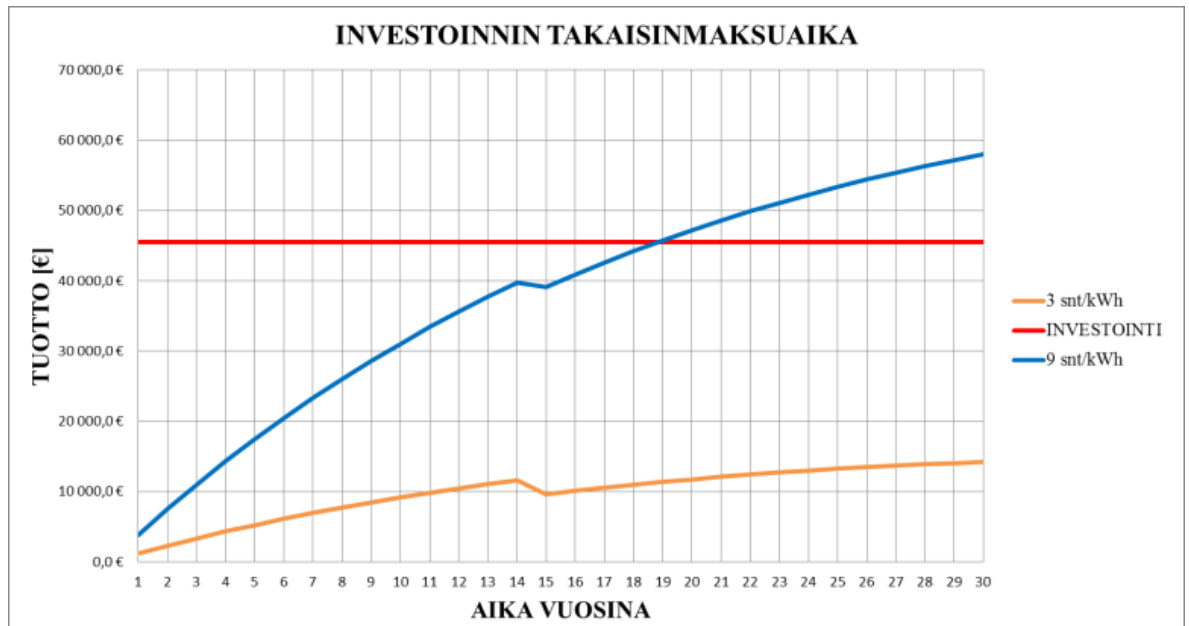
Korollisen takaisinmaksuajan menetelmä ottaa huomioon tulevien kassavirtojen nykyarvon, laskennassa kassavirtojen arvot eri vuosilta siis diskontataan nykyarvoonsa. Saatut nykyarvot lasketaan yhteen, jolloin nähdään koska nykyarvojen nettotuotot ylittävät tehdyn investoinnin perushankintamenon arvon. Tällöin investointi on maksanut itsensä takaisin ja saadaan selville kuinka kauan takaisinmaksu vie [6][7].

Takaisinmaksuaika n^* saadaan laskettua yhtälöstä

$$\sum_{t=1}^{n^*} \frac{S_t}{(1+i)^t} - H = 0, \quad (2)$$

jossa S_t on investoinnin synnyttämät nettotuotot vuonna t , i laskennassa käytetty korkokanta sekä H hankintakustannukset.

Takaisinmaksuaikaa laskettaessa lähtötiedoilla suunnitellulle aurinkosähköinvestoinnille huomataan nopeasti, ettei voimalaitos tule maksamaan itseään takaisin paneelien elinajan aikana tämän hetkisellä 3 snt/kWh sähköstä saatavalla nettohinnalla (Kuva 32). Vähäinen sähkön myynnistä saatava tulo sekä kulujen vaikutus tekee investoinnista kannattavampaa vasta, kun tuotetulla sähköllä voitaisiin korvata osa ostosähköstä. Arvioitaessa tarkastelussa sähköntuotannon korvaavan kalliimpaa ulkopuolelta ostettua sähköä, nähdään aurinkosähköjärjestelmän maksavan itsensä takaisin 19 vuodessa, kun ostettavan sähkön hinta on 9 snt/kWh.



Kuva 32. Aurinkosähkövoimalan takaisinmaksuaika

8.4 Nykyarvomenetelmä

Nykyarvomenetelmässä (NPV) investoinnin kannattavuutta tarkastellaan odotettavien nettotulojen nykyarvolla. Menetelmässä nettotulot ja mahdollinen laitteiston jäännösarvo diskontataan laskentakorkokannalla nykyarvoonsa. Näin saadaan tietää investoinnin tuottamien nettotulojen rahallinen arvo investoinnin alkuhetkellä. Mitä riskialttiimpi investointi on kyseessä, sitä korkeampaa laskentakorkokantaa olisi syytä käyttää. Tarkasteltavan ajanjakson kaikista diskontatuista tuloista poistamalla hankinnan kustannus saadaan selville kyseisen investoinnin nettonykyarvo. Mikäli lopullinen arvo on positiivinen nettonykyarvo, investointi on kannattava eli siitä saatavat tulot ovat suuremmat kuin sen hankintamenot. Luonnollisesti mikäli lopputulos on negatiivinen, investointi ei ole kannattava [6].

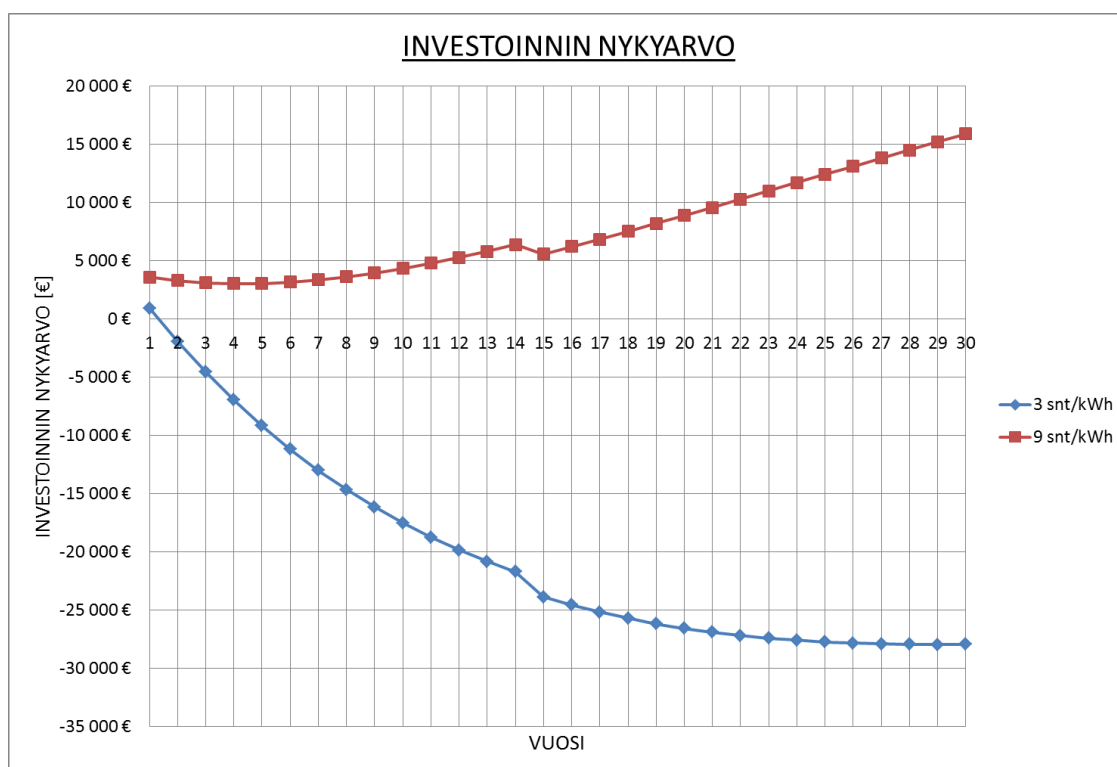
Nykyarvo saadaan laskettua yhtälöllä

$$\sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+i)^t} + \frac{JA}{(1+i)^n} - H, \quad (3)$$

jossa S_t on investoinnin synnyttämät nettotuotot vuonna t , JA investoinninjäännösarvo pitoajan n lopussa, i käytetty laskentakorko sekä H perusinvestointi.

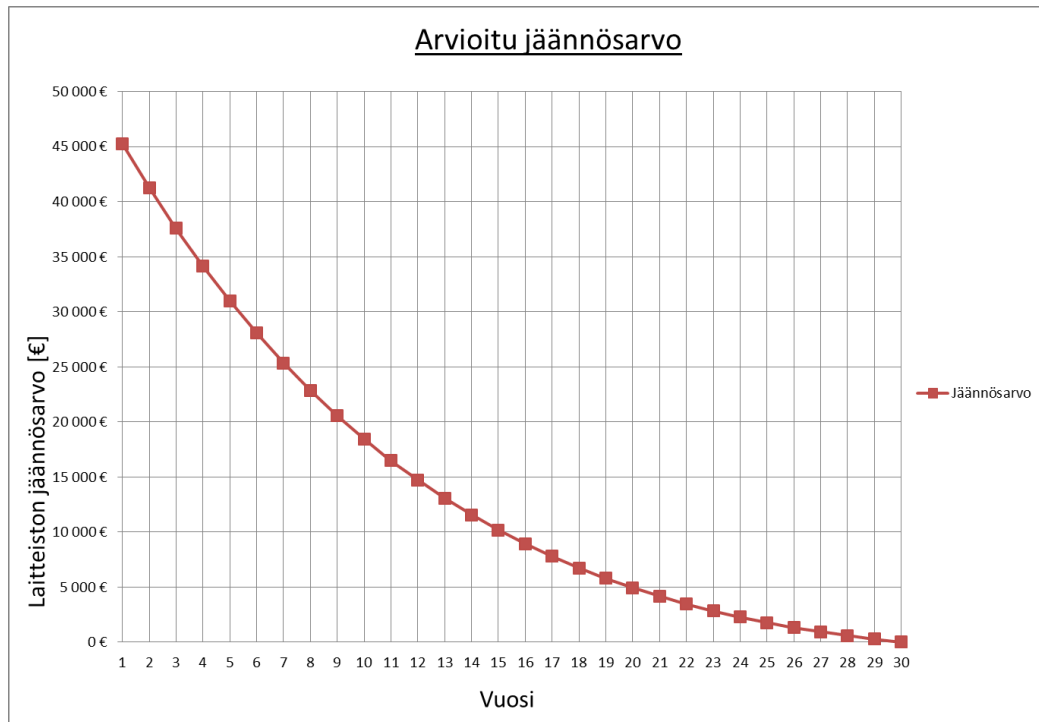
Laskettaessa aurinkovoimalainvestoinnin nykyarvoa, nähdään, ettei sähköstä saatavalla 3 snt/kWh hinnalla ole järkevää investoida järjestelmään (Kuva 33). Laskettaessa menetelmällä on myös huomioitu mahdollinen laitteiston jäännösarvo (Kuva 34), sillä se vaikuttaa osaltaan investoinnin realistiseen kannattavuuteen.

Jotta investointi olisi kannattava, tulisi sähköstä saada nykyarvomenetelmän mukaisesti noin 8 snt/kWh. Korvattaessa arviossa käytettyä 9 snt/kWh hintaa, nähdään nykyarvon olevan positiivinen ja näin ollen kannattava.



Kuva 33. Aurinkosähkövoimalan investoinnin nykyarvo

Laitteiston jäännösarvo määritetään yleensä 0 €, sillä sen arvioiminen on usein työlästä varsinkin kymmenien vuosien päähän. Kuvassa on tehty karkea arvio laitteiston mahdollisesta jäännösarvosta. Arviossa on otettu huomioon laitteiston nykyarvo, sekä mahdolliset laitteiston poistosta aiheutuvat kustannukset.



Kuva 34. Aurinkosähköjärjestelmän jäännösarvo

8.5 Sisäisen korkokannan menetelmä

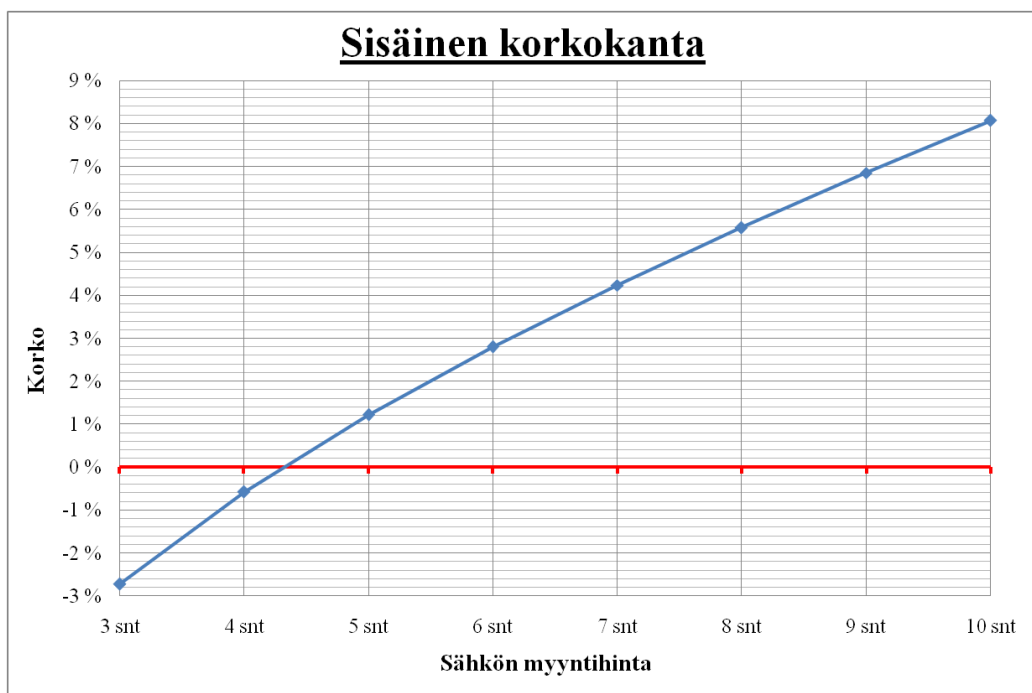
Sisäinen korkokanta (IRR) on menetelmä, jossa kannattavuutta tarkastellaan nykyarvon nolla-arvolla. Laskettaessa pyritään löytämään sellainen korkokanta, jolla nykyarvoksi saadaan nolla kyseiselle investoinnille. Tätä korkokantaa verrataan yrityksessä muutoin käytettävään laskentakorkoon - sisäisen koron ollessa suurempi on investointi kannattava toteuttaa [6][8].

Sisäinen korko r saadaan laskettua yhtälöstä

$$\sum_{t=1}^n \frac{S_t}{(1+r)^t} + \frac{JA}{(1+r)^n} - H = 0, \quad (4)$$

jossa S_t on investoinnin synnyttämät nettotuotot vuonna t , JA investoinnin jäännösarvo pitoajan n lopussa sekä H perusinvestointi.

Tarkasteltaessa pilottiaurinkosähkövoimainvestoinnin kannattavuutta sisäisen korkokannan kautta nähdään, että korkokanta saadaan vasta 4,5 snt/kWh sähkön myyntihinnalla positiivisen puolelle (Kuva 35). Käytettäessä laskentakorkokantana 4 % nähdään, että kyseinen investointi alkaisi vasta tuottaa yli 7 snt/kWh sähkön myyntihinnoilla.

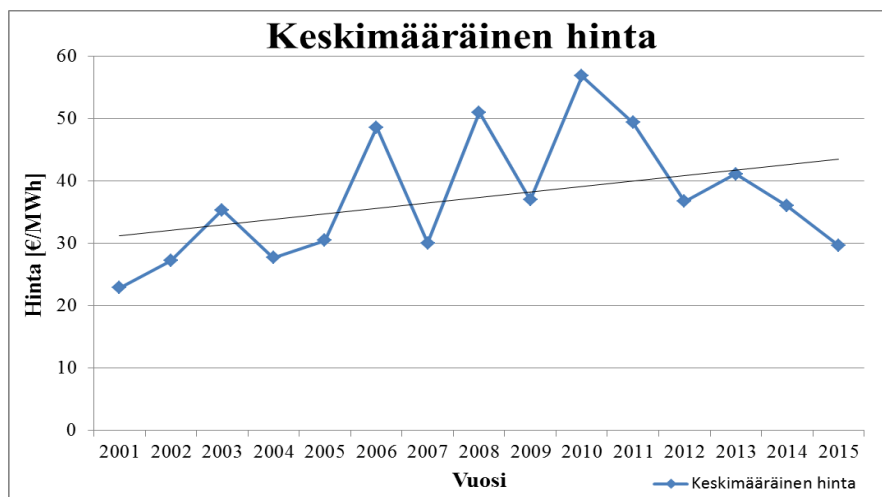


Kuva 35. Aurinkosähkövoimalan investoinnin sisäinen korkokanta.

8.6 Herkkyysanalyysi

Herkkyysanalyysi auttaa investoinnin suunnitteluvaiheessa arvioimaan eri investointimenetelmien sisällä miten ne reagoivat pieniinkin muutoksiin. Herkkyysanalyysissä muutetaan vähintään yhtä, miksei useampaakin, investoinnin kannattavuuteen vaikuttavaa seikkaa ja lasketaan miten se vaikuttaa lopputulokseen. Esimerkiksi nykyarvomenetelmässä muutetaan laskentakorkokantaa tai arvioitua nettotuloa. Uusien laskelmien jälkeen nähdään mitkä muutokset ovat vaikuttaneet eniten kriittisesti lopputulokseen ja jatkosuunnittelussa voidaan tämän ansiosta paneutua eniten niiden seikkojen kehittämiseen [6].

Aurinkosähköjärjestelmien ostamisen kannattavuuteen tulevaisuudessa voivat vaikuttaa monet tekijät. Yksi näistä tekijöistä saattaa olla nyt alhaisella tasolla olevan markkinasähkön hintakehitys, jonka kallistuminen heijastuisi suoraan aurinkosähkön kannattavuuteen (Kuva 36).

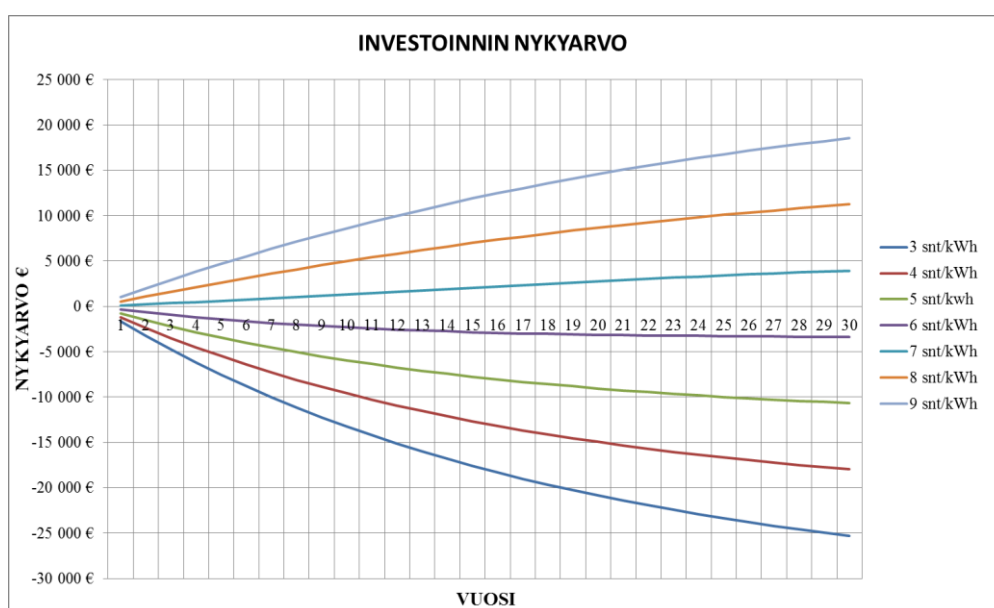


Kuva 36. Elspot -sähkömarkkinahinta.

Toinen merkittävä tekijä on aurinkosähköjärjestelmien hintakehitys, joka on viime vuosien aikana näkynyt paneelien myynnin kasvussa. Lisäksi kansainväliset ilmastotavoitteet sekä ihmisten mielipiteiden muuttuminen ovat osaltaan vauhdittaneet aurinkoenergiaan investointeja maailmassa.

Elspot -sähkömarkkinahinta on yhteydessä myös luonnollisesti aurinkovoimalla tuotetun sähkön myyntihintaan. Kuvassa (Kuva 37) on esitetty sähkön hinnan noususta johtuvaa aurinkosähköinvestoinnin nykyarvon kehittymistä.

Laskennassa on käytetty 50 kVA:n pilottivoimalaitoksen hankinta kustannuksia sekä valmistajan arvioimaa vuotuista sähköntuotantoa. Lisäksi voimalaitoksen jäännösarvon arvioimiseen on käytetty arvostamislain määrittämää 2,5 % vuotuista ikäalennusta. Korkokantana laskennassa käytettiin 4 % korkokantaa.



Kuva 37. Investoinnin nykyarvo markkinahinnan kehittyessä.

9. YHTEENVETO

Ämmässuo on alueeltaan ja maastoltaan aurinkovoimalalle hyvin soveltuva. Useista sijoituspaikoista voimalaa varten valikoitu vanhan kaatopaikan rinne, jossa arvioitiin olevan vähemmän häiritsevää toiminnoista johtuvaa pölyämistä sekä loppukannan aiheuttamaa likaantumista. Alueen esteetön rinne soveltuu hyvin aurinkovoimalan asentamiselle ja eteläiseltä ilmansuunnaltaan antaa mahdollisimman hyvät edellytyksen aurinkosähkön tuotantoon. Näkyvyydeltään rinne sijoittuu alueen kaasuvoimalan lähistölle, josta se näkyy myös alueen vierailijoille.

50 kWp pilottivaiheen voimalan viemä aluevaraus on noin 50 x 18 metriä, paneelit voidaan tuolloin rivittää neljään samanpituisen riviin 6 metrin rivivälein. Tällöin estetään paneelien varjostuksien osumiset toisiinsa. Alueen kokonaispinta-ala on noin 23000 m², joka tarjoaa suuren laajennuskapasiteetin tulevaisuudessa.

Sähkötaseeltaan Ämmässuo on omavarainen sähkön suhteen, joka tekee aurinkovoimaan investoinnin kannattamattomammaksi kuin vastaavasti ostettaessa kalliimpaa ostosähköä omaan käyttöön. Alueella tuotetusta sähköstä noin 82 % myydään edelleen sähköverkkoon, eikä tuotannon oleteta loppuvan lähiaikoina. Lisäksi alueelle investoidaan uuteen sähköntuotantoon, jonka vaikutus voi lisätä entisestään omavaraisuutta.

Aurinkovoimalaa koskevat kulloisetkin lainsäädännöt ovat riippuvaisia voimalan tehosta, asennustavasta sekä käyttötavasta. Voimalan pysyessä nimellisteholtaan alle 100 kW_p:n sekä vuosituotannoltaan alle 800 000 kWh, voidaan saavuttaa verotusetu, jos tuotantoa ei syötetä valtakunnalliseen verkkoon. Tarkastellun aurinkovoimalan sijoituspaikkaan suoritettaisiin maavoimala-asennuksena, jolloin kiinteistöverolain mukaisesti voimala luokiteltaisiin itsenäiseksi rakennelmaksi ja näin ollen siitä kannetaan voimalaprosentin mukaista veroa, joka Espoon alueella on 2 %. Lisäksi voimalan maapohjasta kannetaan yleistä kiinteistöveroprosenttia. Aurinkovoimalan investointia varten voidaan saada energiatuki, jonka suuruus vuonna 2015 on enimmillään 30 %.

Liiketoimintamalleista voimalan hankinta- ja ylläpitokuluja voitaisiin jakaa osuuskuntamallia hyödyntäen. Jotta aurinkosähköinvestointi saataisiin kannattavaksi alueella, tulisi kannattavuustarkasteluiden mukaisesti voimalan sähköstä saada noin 7 snt/kWh. Ämmässuon alueen sähkön omavaraisuus on näin ollen investoinnin kannattavuutta rajoittava tekijä.

LÄHTEET

- [1] Tulli, Valmisteverotuksen ohje 21- Energiaverotus. Saatavissa (9.5.2016):
http://www.tulli.fi/fi/suomen_tulli/julkaisut_ja_esitteet/asiakasohjeet/valmisteverotus/tiedostot/021.pdf
- [2] Sarlin Oy Ab, Sarlin asiakaslehti 2/2010. Saatavissa (9.5.2016):
<http://www.sarlin.com/fi/Yritys--ja-yhteystiedot/Asiakaslehti>
- [3] HSY, Ämmässuonjätteenkäsittelykeskuksen ympäristöraportti - Tammi-kesäkuu 2015. Saatavissa (9.5.2016):
https://www.hsy.fi/sites/Esitteet/EsitteetKatalogi/Raportit/Ymparistoraportti_2015.pdf
- [4] HSY, Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen yleissuunnitelma 2015–2019. Saatavissa (9.5.2016): <http://dsjulkaisu.tjhosting.com/~hsy01/kokous/20151006-3-1.PDF>
- [5] HSY, Banaaninkuoresta biokaasuksi – HSY:n uusi biokaasulaitos lisää uusiutuvan energian tuotantoa pääkaupunkiseudulla, verkkosivu. Saatavissa (9.5.2016):
<https://www.hsy.fi/fi/tietoa-hsy/uutishuone/2015/Sivut/HSYn-uusi-biokaasulaitos-lisaa-uusiutuvan-energian-tuotantoa-paa-kaupunkiseudulla.aspx>
- [6] T. Martikainen ja M. Martikainen, Rahoituksen perusteet, WSOY Oppimateriaalit Oy, Helsinki, 2006, 201 s.
- [7] M. Vaihekoski, S. Leminen, J. Pekkanen ja J. Tikkanen, Innovaatio investointina: Osa 1 Rahoitusteoreettinen näkökulma Tekesin vaikuttavuuteen, TEKES, Helsinki, 2003, 79 s. Saatavissa (9.5.2016):
https://www.tekes.fi/globalassets/julkaisut/innovaatio_investointina_osa_1.pdf
- [8] T. Vierros, TU-22.1101 Tuotantotalouden peruskurssi: 8. Investointilaskelmat, verkkosivu. Saatavissa (9.5.2016):
<https://wiki.aalto.fi/display/TU22/8.+Investointilaskelmat>
- [9] SOLPROS, Aurinkoenergia Suomen olosuhteissa ja sen potentiaali ilmastomuutoksen torjunnassa, 2001. Saatavissa (9.5.2016):http://www.kolumbus.fi/solpros/reports/3rdeport_final.PDF
- [10] Motiva Oy, Aurinkoenergia- Aurinkosähkö. Saatavissa (9.5.2016):http://motiva.fi/toimialueet/uusiutuva_energia/aurinkoenergia/aurinkosahko

- [11] Työ- ja elinkeinoministeriö tiedote 2010: Ämmässuon kaasuvoimalaitokselle energiatukea 3,4 miljoonaa euroa, verkkosivu. Saatavissa (9.5.2016):https://www.tem.fi/ajankohtaista/tiedotteet/tiedotearkisto/vuosi_2010/ammassuon_kasuvoimalaitokselle_energiatukea_3_4_miljoonaa_euroa.98613.news
- [12] S.Kopalainen, käyttöinsinööri, HSY. Keskustelut 3.12.2015–4.12.2015.
- [13] HSY, Perussopimus 11.5.2009. Saatavissa (9.5.2016):
<https://www.hsy.fi/fi/tietoa-hsy/Documents/HSYn-perussopimus.pdf>
- [14] HSY, Tietoa HSY:stä, verkkosivu. Saatavissa (9.5.2016):
<https://www.hsy.fi/fi/tietoa-hsy/Sivut/default.aspx>
- [15] Suomen Pakkauskierätyt RINKI Oy, Sekajäte muuttuu energiaksi, verkkosivu. Saatavissa (9.5.2016): <http://info.rinkiin.fi/sekajate-muuntuu-energiaksi/>
- [16] K.Auvinen, R. Lovio, M. Jalas, J. Juntunen, L. Liuksiala, H. Nissilä, J. Müller, FinSolar: Aurinkoenergian markkinat kasvuun Suomessa, Aalto-yliopiston julkaisusarja, Helsinki, 1/2016, 135 s.. Saatavissa (9.5.2016):
<https://aaltodoc.aalto.fi/handle/123456789/20264>
- [17] HSY, Hankkeet: FinSolar, verkkosivu. Saatavissa (9.5.2016):
<https://www.hsy.fi/fi/asiantuntijalle/ilmastonmuutos/hankkeet/Sivut/FinSolar.aspx>
- [18] Finnwind Oy, Kokemuksia aurinkosähköasennuksista. Saatavissa (9.5.2016):
<https://tapahtumat.tekes.fi/uploads/6cdd6184/Kantonen-5130.pdf>
- [19] Finnwind Oy, Aurinkoenergian ostajan muistilista – aurinkosähköhankkeen suunnittelu ja toteutus, verkkosivu. Saatavissa (9.5.2016):<http://www.finnwind.fi/aurinkoenergia/#aurinkovoimala-asennuskulma>
- [20] Onlandtech, Solar mounting system, verkkosivu. Saatavissa (9.5.2016):
<http://www.onlandtech.com/product/>
- [21] IronRidge Inc., Engineering Design Guide: Ground Mounting System, 2014 Edition v1.40. Saatavissa (9.5.2016):
http://www.bluepacificsolar.com/picture_library/tech-specs/ironridge-gm-engineering-design-guide.pdf
- [22] Zilla Corporation, Ground Mount Systems, verkkosivu. Saatavissa (9.5.2016):
<http://www.zillarac.com/Zilla/Systems-c76/Ground-Mount-Systems.aspx>
- [23] FinnWind Oy, Aurinkopaneelien maa-asennustelineen rakentaminen, 2015. 3 s.

- [24] B. Erat, V. Erkkilä, T. Löfgren, C. Nyman, S. Peltola, H. Suokivi, Aurinko-opas, Kustantajat Sarmala Oy, Nurmijärvi, 2001, 219 s.
- [25] A. Korpela, SMG-4450 Aurinkosähkö – Luentomoniste 2011, Tampereen teknillinen yliopisto, 2011, 59 s.
- [26] Verohallinto, kiinteistöverolain soveltamisohje. Saatavissa (9.5.2016): [https://www.vero.fi/fi-FI/Syventavat_veroohjeet/Kiinteistoverotus/Kiinteistoverolain_soveltamisohje\(37311\)](https://www.vero.fi/fi-FI/Syventavat_veroohjeet/Kiinteistoverotus/Kiinteistoverolain_soveltamisohje(37311))
- [27] L 20.7.1992/654 Kiinteistöverolaki
- [28] L 30.12.1996/1260 Laki sähkön ja eräiden polttoaineiden valmisteverosta.
- [29] A. Saastamoinen, energiainsinööri, valmisteverotus, tulli. Keskustelu 17.9.2015
- [30] S. Tiensuu, lupainsinööri, rakennusvalvontakeskus, Espoon kaupunki. Keskustelu 20.1.2015
- [31] C. Julian Chen, Physics of Solar Energy, JOHN WILEY & SONS, INC., New Jersey, 2011.
- [32] C. Alex Young, Ph.D., The Sun Today, Solar Facts & Space Weather, verkkosivu. Saatavissa (9.5.2016): <http://www.thesuntoday.org/tag/solstice/>
- [33] Miro Zeman, Introduction to photovoltaic solar energy, Delft University of Technology, verkkosivu. Saatavissa (9.5.2016): https://www.researchgate.net/profile/Miro_Zeman/publications
- [34] WWF Suomi. Aurinkoenergia kotitalouksille ja taloyhtiöille kannattavaksi, 2014. Saatavissa (9.5.2016): <https://wwf.fi/mediabank/6662.pdf>
- [35] AskNature, Dye Solar Cell Technology, verkkosivu. Saatavissa (9.5.2016): <http://www.asknature.org/product/b57e64dd3a2a1a9d36a92a5a51ef7293>
- [36] J. Ahola, Aurinkosähköä!, Luentokalvo, 2014, LUT Energia, 34 s.
- [37] N.S.Lewis, G.Crabtree, A.H.Nozik, M.R.Wasielewski, Basic Research Needs for Solar Energy Utilization, Argonne National Laboratory, 2005, 276 s.
- [38] Solar Resources and assessment and economics, Collector Orientation, verkkosivu. Saatavissa (10.6.2016): <https://www.e-education.psu.edu/eme810/node/576>

- [39] Työ- ja elinkeinoministeriö, EU:n energiayhteistyö, verkkosivu. Saatavissa (15.6.2016): https://www.tem.fi/energia/eu_n_energiayhteistyö
- [40] Työ- ja elinkeinoministeriö, Energiatuki, verkkosivu. Saatavissa (15.6.2016): https://www.tem.fi/energia/energiatuki/tuen_maara
- [41] HSY, Ämmässuon jätteenkäsittelykeskuksen toiminta vuonna 2015. Saatavissa (15.6.2016): https://www.hsy.fi/sites/Esitteet/EsitteetKatalogi/Raportit/Jatteenkasittelykeskuksen_toiminta_2015.pdf
- [42] Ilmatieteenlaitos, Energialaskennan testivuodet nykyilmastossa. Saatavissa (15.6.2016): www.ilmatieteenlaitos.fi/energialaskennan-testivuodet-nyky
- [43] Solar Energy Research Institute (SERI), Optimal Solar Panels' Tilt Angles and Orientations in Kuala Lumpur, Malaysia. Saatavilla (15.6.2016): www.wseas.us/e-library/conferences/2012/Zlin/ENAGROBIO-14.pdf

LIITE A: AURINKOKENNOJEN HYÖTYSUHTEIDEN KEHITYS

